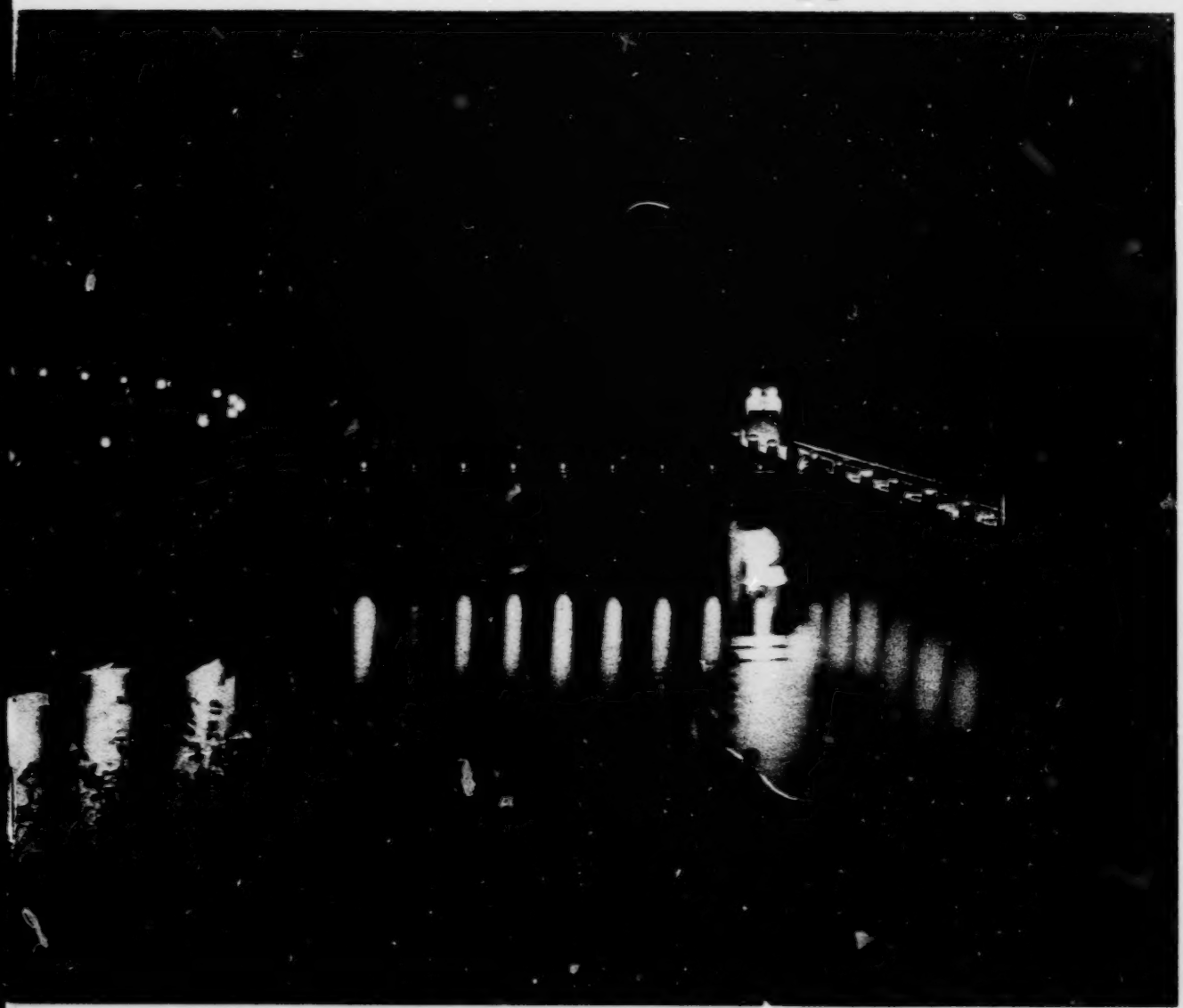
L'ÉNERGIE AU CANADA
Offre et demande 1983-2005

Rapport Sommaire



OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE

Septembre 1984

85-0309/

L'ÉNERGIE AU CANADA

Offre et demande 1983 – 2005

RAPPORT SOMMAIRE

Office national de l'énergie
Septembre 1984

PHOTO:
BRITISH COLUMBIA HYDRO AND POWER AUTHORITY

BARRAGE BENNETT

© Ministre des Approvisionnements et Services Canada 1984

No. du Cat. NE23-15/1984 F
ISBN 0-662-92691-9 (série)

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles.

Exemplaires disponibles auprès du:

Secrétariat
Office national de l'énergie
473, rue Albert
Ottawa (Canada)
K1A 0E5
(613) 992-3972

Imprimé au Canada

© Minister of Supply and Services Canada 1984

This report is published separately in both official languages.

Copies are available on request from:

Secretariat
National Energy Board
473 Albert Street
Ottawa, Canada
K1A 0E5
(613) 992-3972

Printed in Canada

Avant-propos

L'Office national de l'énergie (ONÉ) a été créé par une Loi du Parlement en 1959. Aux termes de la Loi sur l'Office national de l'énergie, les pouvoirs de réglementation de l'ONÉ mettent en jeu la délivrance de licences pour les exportations de pétrole, de gaz et d'électricité, la délivrance de certificats de commodité et de nécessité publiques pour les pipelines interprovinciaux et internationaux, les lignes internationales de transport d'électricité et l'établissement de droits justes et raisonnables pour les pipelines relevant de la compétence fédérale. La Loi exige aussi que l'Office passe en revue les perspectives de l'offre canadienne de toutes les grandes sources d'énergie, y compris l'électricité, le pétrole et le gaz naturel ainsi que leurs sous-produits, de même que celles de la demande d'énergie canadienne, au Canada et à l'étranger.

Depuis sa création, l'Office a établi et mis à jour des prévisions de l'offre et des besoins d'énergie, et a, de temps en temps, publié des rapports sur ces prévisions après avoir obtenu les points de vue des parties intéressées. Le plus récent de ces rapports a été publié en juin 1981. Depuis les perspectives des marchés d'énergie ont changé et se sont traduites par une modification des perceptions de l'avenir des prix de l'énergie, de l'activité économique, de la disponibilité des approvisionnements énergétiques et des modifications des politiques gouvernementales.

À la lumière de ces changements et du besoin concomitant de réévaluer les perspectives d'avenir, l'Office a invité, en octobre 1983, les gouvernements provinciaux, l'industrie, les principaux consommateurs d'énergie et les groupes d'intérêt public représentant un vaste échantillon du monde de l'énergie, à l'aider à établir une mise à jour des prévisions à long terme de 1981 sur l'offre et la demande d'énergie au Canada. À cette occasion, on a demandé au personnel de l'Office d'établir un rapport sans que les membres de l'Office n'aient à tenir une audience officielle comme cela avait été le cas auparavant. Environ 65 mémoires écrits ont été reçus et passés en revue au début de 1984. L'Office remercie sincèrement tous ceux qui ont contribué aux travaux du personnel dans l'établissement de ces séries de prévisions. Il espère que les lecteurs disposeront d'une revue utile des perspectives énergétiques du pays.

Le présent rapport sommaire récapitule les principaux résultats et hypothèses de l'analyse de l'offre et de la demande d'énergie au Canada. Les interprétations et conclusions présentées sont, bien sûr, celles du personnel de l'Office. Des renseignements plus détaillés sur les hypothèses, la méthodologie et les résultats des prévisions se trouvent dans le Rapport technique que l'on peut se procurer en s'adressant au Secrétaire de l'Office, 473, rue Albert, Ottawa (Ontario) K1A 0E5.

Unités énergétiques:

Les unités énergétiques les plus courantes, dans le présent rapport, sont le gigajoule (GJ) et le pétajoule (PJ). Un plein d'essence de 30 litres contient environ un gigajoule d'énergie. Un pétajoule est égal à un million de gigajoules. Une ville de la grandeur de Toronto ou de Montréal utilise un pétajoule d'énergie pour tous ses besoins (chauffage, éclairage, transport, etc.) environ toutes les 17 heures. Le tableau à la dernière page du rapport donne certains principaux facteurs de conversion utilisés pour compiler et convertir les données utilisées dans les présentes.

TABLE DES MATIÈRES

	Page
FAITS SAILLANTS	1
INTRODUCTION	2
DEMANDE D'ÉNERGIE	5
PÉTROLE	9
GAZ NATUREL	12
ÉLECTRICITÉ	15
AUTRES FORMES D'ÉNERGIE	17
BILANS ÉNERGÉTIQUES	20

FAITS SAILLANTS

Les principales conclusions de l'analyse effectuée par le personnel de l'Office en matière d'offre et de demande de toutes les formes d'énergie au Canada sont:

Demande

Selon les projections, l'utilisation de l'énergie par les consommateurs canadiens devrait croître au rythme de 1,6 pour cent par an entre 1983 et 2005, ce qui représente le tiers du taux annuel de croissance de 5 pour cent observé pendant les années 60 et 70. Le taux d'augmentation plus bas est imputable à une utilisation plus efficiente de l'énergie dans tous les secteurs de l'économie et à une croissance économique inférieure à celle de la plus grande partie des 20 dernières années. La part du marché occupée par le pétrole va continuer à diminuer à mesure de l'augmentation des parts du gaz naturel, de l'électricité et des autres sources d'énergie. En 2005, le pétrole ne représentera que la moitié seulement de la part du marché qu'il détenait avant le premier grand choc pétrolier de 1973.

Pétrole

Actuellement, le Canada produit plus de pétrole brut qu'il n'en utilise, si l'on prend le pétrole brut léger et le pétrole brut lourd ensemble. Il y a tout lieu de croire que cette situation se poursuivra, mais cela n'est pas du tout certain, parce que cela exigerait une importante production des nouvelles installations de sables pétrolifères et des régions pionnières.

L'offre de pétrole brut lourd et de bitume brut provenant des projets des sables bitumineux sera excédentaire pendant toute la période de prévision. Nous supposons qu'une certaine proportion de la production de pétrole lourd sera pré-raffinée afin d'augmenter les approvisionnements de pétrole léger. Une certaine forme d'encouragements, cependant, sera nécessaire pour rendre profitable le processus de pré-raffinage.

La production des régions pionnières, ainsi que de nouveaux approvisionnements de pétrole synthétique provenant des usines de traitement des sables bitumineux, est essentielle à nos prévisions du pétrole brut léger. Les deux sources d'approvisionnement font l'objet d'une incertitude considérable et la rentabilité financière des deux dépend dans une très large mesure des prix du pétrole par rapport aux coûts, aux politiques fiscales et aux régimes de redevances. Les approvisionnements venant des régions pionnières vont dépendre du succès de l'exploration pour trouver d'importants réservoirs économiquement exploitables.

Nous prévoyons que la production intérieure de pétrole brut léger sera inférieure à la demande canadienne, à l'exception d'une brève période suivant le début de la production dans les régions pionnières en 1993. Cela signifie évidemment un besoin constant d'importations.

Gaz

Les approvisionnements de gaz naturel en provenance de l'ouest du Canada vont satisfaire la demande intérieure et la demande autorisée à l'exportation jusque vers 2005, avec une marge de plusieurs années, selon le rythme des découvertes et la mise en valeur du gaz nouveau. Ensuite, d'autres sources telles que les régions pionnières ou des réservoirs à perméabilité très basse de l'ouest du Canada, seront nécessaires pour satisfaire la demande canadienne.

Le coût de la découverte de nouveaux gisements dans l'ouest du Canada doit augmenter avec le temps, car les quantités découvertes par forage vont continuer à baisser, tandis que la production plus faible des réservoirs domine la production proprement dite. La mesure dans laquelle il est possible d'utiliser de nouvelles sources d'approvisionnement pour remplacer la production ordinaire va dépendre du résultat des découvertes, des progrès techniques et de la conjoncture économique.

Électricité

Nous ne voyons aucun obstacle à la capacité du secteur électrique de répondre à la demande intérieure pendant la période étudiée. Le Canada dispose d'abondantes ressources en charbon, en énergie hydro-électrique et en uranium aux fins de génération; la capacité génératrice supplémentaire pour répondre à la demande du cas de référence pourrait être réalisée au besoin.

À l'heure actuelle, le secteur dans son ensemble dispose d'une capacité génératrice de réserve suffisante, bien que la situation varie d'une province à l'autre. Dans certaines provinces, il y a une capacité excédentaire considérable qui pourrait servir à accroître l'exportation d'énergie aux États-Unis.

Autres formes d'énergie

Les liquides du gaz naturel continueront d'être disponibles pour répondre aux besoins du Canada, et d'importants volumes excédentaires pourront être exportés.

La production de charbon va augmenter afin de répondre à un besoin croissant pour la production d'électricité en Alberta, en Saskatchewan et à l'exportation.

L'utilisation d'autres formes d'énergie, y compris le bois, les résidus du bois ou l'énergie solaire augmentera de façon significative au cours de la période de projection, mais leur part de l'utilisation totale de l'énergie va demeurer relativement peu importante, soit moins de huit pour cent.

INTRODUCTION

Dans le présent rapport, nous exposons les grandes lignes des principales tendances des marchés canadiens de l'énergie, selon notre analyse des renseignements disponibles actuellement sur les perspectives des principales variables fondamentales et leur incidence sur l'offre et la demande de l'énergie.

Les marchés de l'énergie au Canada et dans le monde ont été remarquablement modifiés ces dernières années:

- Les chocs des prix pétroliers de 1973 et de 1978-1980 ont entraîné une hausse marquée des prix mondiaux du pétrole; en 1982, le prix du pétrole étalon de l'OPEP était dix-sept fois plus élevé qu'en 1972.
- Tout comme les prix mondiaux du pétrole, les opinions sur les perspectives des prix futurs ont considérablement changé ces dernières années.
- En raison de l'influence non négligeable des chocs des prix du pétrole, la croissance économique au Canada et à l'étranger a été, au cours de la dernière décennie, sensiblement inférieure à ce qu'elle l'était au cours de la période de l'après-guerre.
- Au Canada, des réformes majeures ont été apportées aux politiques d'établissement des prix et de la fiscalité de l'énergie.

Les mémoires présentés à l'Office indiquent qu'il existe encore des opinions fort diverses au sujet de la direction future de l'activité économique et des prix mondiaux du pétrole de même que de leurs incidences sur les marchés de l'énergie.

Il existe également des incertitudes quant aux futures politiques énergétiques canadiennes. En effet, certaines projections étaient fondées sur l'hypothèse de changements dans les politiques énergétiques et dans les pratiques d'établissement des prix, ou les deux. Il est évident que les politiques changeront en réaction aux événements et aux choix de la société, comme les traduiront les décisions du gouvernement. La présente analyse ne vise aucunement la possibilité de changements aux politiques.

Il est toutefois nécessaire d'adopter une hypothèse de travail quant au cadre des politiques et, comme il se fait ordinairement dans les études de cette nature, soit évaluer les perspectives des marchés de l'énergie dans le contexte des lois existantes et des pratiques en matière d'établissement des prix, nous avons réalisé notre analyse sur cette base.

Notre méthode d'analyse consiste d'abord à évaluer séparément les perspectives de l'offre et de la demande des principales formes d'énergie, puis à observer si les perspectives s'orientent vers une continuation ou vers la naissance d'une offre ou d'une demande excédentaires.

Vu tous ces facteurs d'incertitude, il serait peu souhaitable et fallacieux de ne compter que sur une seule projection de l'offre et de la demande d'énergie au Canada. Il importe évidemment d'avoir un cas de référence qui, une fois toute la preuve étudiée, y compris celle des intervenants, expose notre évaluation des profils les plus vraisemblables de l'offre et de la demande. Il est aussi important, cependant, d'évaluer un éventail de résultats de l'offre et de la demande des différentes formes d'énergie.

La zone de vraisemblance que nous avons établie pour l'offre et la demande d'énergie traduit les incertitudes relatives à une vaste gamme de facteurs. Cependant, les perspectives concernant les prix canadiens de l'énergie et le niveau et le taux de croissance de l'activité économique canadienne sont d'importance cruciale.

Aux termes des politiques actuelles, les prix au Canada suivent généralement les niveaux du prix mondial du pétrole, mais en ce qui concerne le pétrole, légèrement inférieurs, et, en ce qui concerne le gaz naturel, considérablement inférieurs aux prix mondiaux. Par conséquent, l'hypothèse fondamentale de prix dans notre analyse est celle qui se rapporte au prix mondial du pétrole brut.

Le prix mondial du pétrole que nous avons projeté traduit l'opinion que le marché pétrolier mondial sera caractérisé par un excédent de l'offre pour les quelques années à venir, mais avec le temps, la demande mondiale de pétrole fera de plus en plus pression sur la capacité de production et les prix du pétrole auront tendance à augmenter par rapport aux prix des autres biens et services. Selon notre projection du cas de référence, les prix mondiaux demeureront relativement stables pendant les quatre prochaines années, après quoi les prix augmenteront à un taux annuel d'environ 2 pour cent en sus du taux d'inflation.

Les mémoires que nous avons reçus contiennent une vaste gamme d'hypothèses concernant les prix mondiaux du pétrole. Nous avons pensé qu'il serait raisonnable d'utiliser les limites extérieures des hypothèses des intervenants comme fourchette vraisemblable des prix éventuels du pétrole. Nos hypothèses sont présentées à la figure 1.

En se servant des prix mondiaux comme point de référence, les prix canadiens du pétrole ont été prévus en tenant compte de la structure existante des ententes conclues entre les gouvernements fédéral et provinciaux. Les prix du gaz naturel sont liés à ceux du pétrole, en vertu des politiques existantes fédérales et provinciales. Cela signifie qu'en Ontario et au Québec, on présume que les prix du gaz pour les distributeurs se maintiendront à 65 pour cent des prix du pétrole. Les prix de l'électricité sont surtout établis d'après les coûts d'opération de la puissance installée et nous avons supposé qu'à la longue, ces prix augmenteraient à un taux équivalent à celui de l'inflation.

La figure 2 indique les conséquences de notre hypothèse du cas de référence en ce qui a trait aux prix moyens de détail de l'énergie au Canada. Les prix relatifs de l'énergie au détail varient considérablement dans le pays, en fonction de la disponibilité et du coût de l'approvisionnement local, des coûts de transport et de distribution et des politiques provinciales en matière d'établissement des prix et de fiscalité. En général, cependant, les prix au détail dans toutes les provinces devraient suivre des tendances semblables. D'après nos hypothèses, les prix du mazout et du gaz naturel ont tendance à augmenter par rapport au prix de l'électricité, au cours de la période étudiée.

Les analystes de l'économie sont pratiquement unanimes pour affirmer que la tendance à long terme du taux de crois-

sance de l'économie canadienne, sera plus lente qu'au cours des vingt dernières années. Ceci est surtout imputable à la quasi certitude que le taux de croissance de la population et de la main-d'oeuvre au Canada sera dorénavant moins rapide qu'il ne le fut au cours des vingt dernières années et que le taux de croissance de la productivité, bien qu'il soit légèrement supérieur à ses récents niveaux très bas, demeurera inférieur au taux de croissance antérieure.

En ce moment, l'économie canadienne est bien inférieure à sa capacité de telle sorte qu'au cours des prochaines années, elle sera en mesure de croître à un rythme considérablement supérieur à son taux de croissance possible à long terme. Les perspectives de la croissance économique au Canada, voire dans le monde industriel, sont, pour un certain nombre de raisons, extrêmement incertaines et nous avons pensé qu'il serait prudent d'adhérer à l'hypothèse, dans le cas de référence, que la croissance économique serait modérée au cours des prochaines années au Canada. La figure 3 illustre nos hypothèses de croissance économique. Selon notre scénario du cas de référence, l'économie canadienne croît à un taux moyen de 3,4 pour cent par année jusqu'en 1990, soit un taux de croissance en vertu duquel l'économie fonctionnerait quand même un peu au-dessous de sa capacité de production à la fin de la décennie. En ce qui concerne les années 1990 et au-delà, nous présumons que le taux de croissance du PNB réel au Canada sera d'environ 3 pour cent par année.

Admettant la possibilité d'une croissance plus faible à moyen terme que celle du cas de référence, nous avons évalué les conséquences sur la demande d'énergie, en fonction d'une croissance économique au Canada d'environ 2 pour cent par année d'ici la fin des années 1980, et d'un taux un peu plus élevé au cours des années suivantes. Nous avons également évalué quelles seraient les conséquences sur la demande d'énergie, si la croissance économique devait croître à un rythme considérablement plus rapide dans les années 1980, de telle sorte qu'elle atteigne presque sa capacité de production dès 1990. D'après notre scénario d'une forte crois-

Figure 1
Prix Mondiaux du pétroie

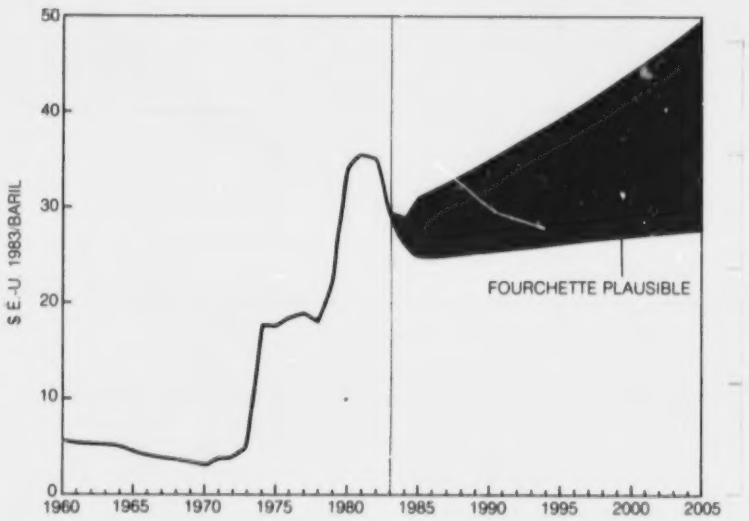
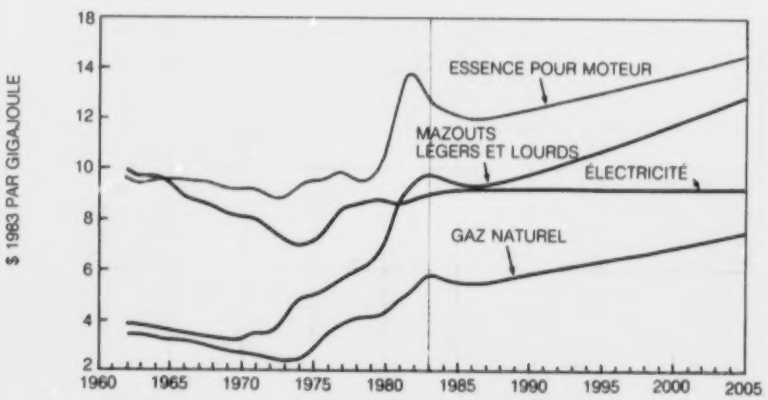
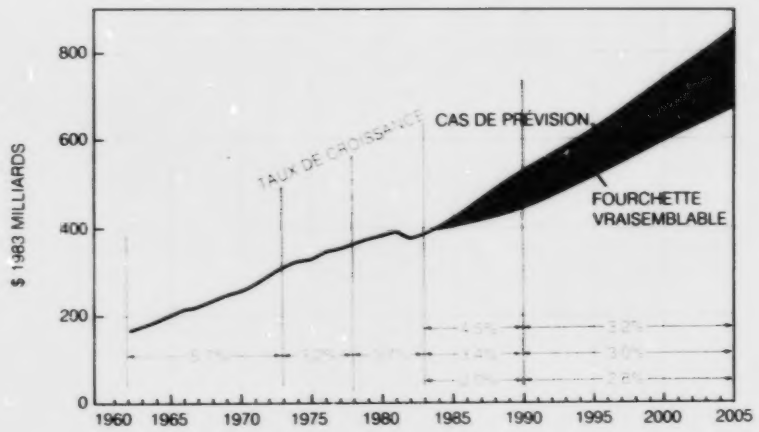


Figure 2
Prix énergétiques moyens au détail[1], Canada



[1] Les prix des mazouts et du gaz naturel ont été redressés en fonction des rendements au bec du brûleur.

Figure 3
Croissance du PNB Canadien
Taux de croissance annuels en pourcentage



sance, l'activité économique s'accroîtra à des taux en moyenne de 4,5 pour cent par année jusqu'en 1990 et de 3,2 pour cent par année par la suite.

Nous exposons ci-dessous nos projections de la demande d'énergie, suivies d'un résumé du bilan de l'offre et de la demande, pour chaque forme d'énergie et, enfin, d'une discussion sur l'ensemble des bilans énergétiques.

DEMANDE D'ÉNERGIE

De 1980 à 1982, la demande d'énergie pour utilisation finale au Canada a baissé de 8 pour cent; en 1982, les besoins pour utilisation finale ne dépassaient leur niveau de 1977 que de façon minime. La croissance de la demande d'énergie a repris au cours des derniers mois et, compte tenu de nos hypothèses à propos de l'activité économique, on peut s'attendre à ce que cette croissance se poursuive. L'impact de la croissance économique va, cependant, être limité pendant quelques années, alors que nous continuerons à réagir aux très fortes augmentations de prix de l'énergie qui se sont produites au cours des dernières années.

Pour le reste des années 1980, nous prévoyons que la demande d'énergie va augmenter à un taux annuel moyen d'environ 1 pour cent seulement. Puis jusqu'en 2005, la croissance de la demande d'énergie selon les projections devrait être en moyenne de quelque 1,7 pour cent par an, ce qui tient compte de nos hypothèses d'un accroissement de l'activité économique dans un environnement de prix relativement stables. La figure 4 présente nos projections de consommation d'énergie par secteur.

L'utilisation d'énergie va probablement augmenter particulièrement lentement dans le secteur résidentiel, au taux d'environ 0,5 pour cent par an. Le nombre de ménages augmentera bien moins rapidement que dans le passé. L'efficience énergétique des ménages va probablement s'améliorer sensiblement dans le temps, alors que le nombre de nouvelles maisons plus économiques sur le plan énergétique va augmenter, et que l'utilisation d'appareils de chauffage et d'autres appareils ménagers plus économiques se répandra.

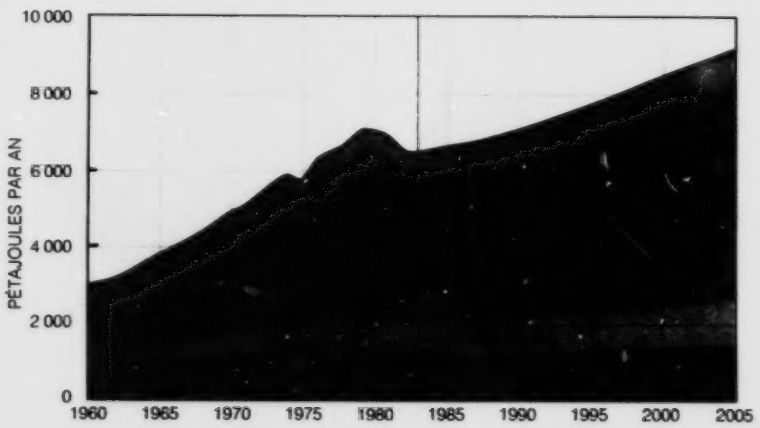
Pour le secteur commercial de l'économie, qui comprend toutes les industries de services de l'économie à l'exception des transports, nous projetons une croissance de l'utilisation de l'énergie d'environ 2 pour cent par an entre 1983 et 1990. Cela traduit la répercussion nette d'un taux de croissance plus rapide de l'activité économique que cela n'a été le cas récemment, compensé dans une certaine mesure par une efficience accrue de l'utilisation de l'énergie. À plus long terme, la demande d'énergie dans ce secteur, qui est dominée par la croissance de l'activité économique, va augmenter selon les prévisions de façon un peu plus rapide, au rythme de 2,5 pour cent par an.

Les industries productrices de biens sont, ensemble, le principal consommateur ultime d'énergie au Canada. L'utilisation de l'énergie est fortement concentrée parmi les secteurs des mines, du fer et de l'acier, des pâtes et papiers et des produits chimiques industriels, qui consomment quelque deux tiers de l'énergie utilisée dans le secteur industriel. Dans le passé, la consommation d'énergie dans ce dernier secteur a augmenté à peu près au même rythme que la production industrielle. D'après notre évaluation, il existe un potentiel considérable d'économies de l'énergie dans le secteur industriel, et à mesure que les dépenses d'investissement augmenteront, ce secteur installera des machines et du matériel qui seront plus économiques sur le plan énergétique que ceux qu'ils doivent remplacer.

Nous prévoyons par conséquent une croissance de la demande d'énergie dans le secteur industriel à un taux sensiblement inférieur à celui de la production industrielle. Comme les industries productrices de biens ont été les plus touchées par la récession de 1982, la reprise de la production dans ce secteur sera probablement relativement rapide au cours des prochaines années. De plus, contrairement à certains analystes, nous supposons que les branches d'activité productrices de biens vont maintenir leur part de la production totale près des niveaux de 1981. Pour cette raison, la demande d'énergie dans ce secteur augmentera pendant toute la période de projection à un taux annuel moyen d'environ 2,5 pour cent. En dépit de ce taux relativement rapide d'augmentation de la demande d'énergie dans le secteur industriel, l'utilisation de l'énergie ne retrouvera pas son niveau de 1980 avant 1988.

Après le secteur industriel, c'est celui des transports qui se classe comme second consommateur principal d'énergie, qui se compose presque uniquement de produits pétroliers. Quelque 80 pour

Figure 4
Demande énérgetique pour utilisation finale, Canada



cent de l'énergie utilisée dans le secteur des transports est consommée par les véhicules automobiles. L'énergie utilisée dans le secteur des transports a augmenté d'environ 6 pour cent par an au cours des années 60 et au début des années 70 pour se ralentir à 3 pour cent entre 1973 et 1978, et ensuite, a de fait diminué.

Nous prévoyons une autre diminution minime de l'énergie utilisée par le transport routier jusqu'en 1990, et une croissance très modeste ensuite. Ces projections reposent sur l'hypothèse selon laquelle la demande d'énergie pour utilisation automobile va continuer à diminuer, diminution compensée en partie par une augmentation du carburant utilisé par les camions.

Dans notre cas de référence, la demande d'énergie pour l'utilisation automobile diminue, même si nous projetons un redressement considérable du rythme des ventes de voitures neuves par rapport aux niveaux actuels. Cette diminution est fondée sur l'hypothèse que la part des voitures plus petites va continuer à augmenter et que les économies de carburant vont continuer à progresser sensiblement au cours des prochaines années. La consommation moyenne de carburant des voitures doit, selon les projections, passer de son niveau actuel de 14 litres aux 100 kilomètres à 8 litres aux 100 kilomètres en 2005 (de 20 à 36 milles le gallon). La consommation de carburant par les camions, selon nos projections, doit augmenter plus fortement que pour les automobiles. Nous avons en effet supposé une amélioration modeste seulement de l'efficience des camions en carburant, et nous prévoyons une forte croissance du parc des camions pour satisfaire aux besoins grandissant du transport de fret routier.

À notre avis, l'énergie utilisée pour le transport routier demeurera essentiellement de l'essence et du diesel. La part du diesel va augmenter, puisque son utilisation dans les camions va, selon les projections, continuer d'augmenter comme elle l'a fait depuis quelques années, passant d'environ 16 pour cent en 1983 à quelque 26 pour cent en 2005. Il est probable que l'utilisation de propane et de gaz naturel pour le transport routier augmentera et que l'utilisation de ces nouveaux carburants va toucher essentiellement les véhicules commerciaux. La part du propane et du gaz naturel dans la demande d'énergie du secteur routier doit, selon nos projections, augmenter pour atteindre environ 5 pour cent en 2005, ce qui représente quelque 600 000 véhicules. C'est une augmentation considérable par rapport à la part actuelle de 0,3 pour cent de la demande d'énergie pour 25 000 véhicules.

L'utilisation du pétrole et du gaz naturel pour la production pétrochimique et les autres productions non énergétiques va probablement augmenter d'une façon modeste. En 1983, quelque 590 pétajoules d'hydrocarbures ont été utilisées à cette fin (pétrole: 52 pour cent, gaz naturel: 39 pour cent, liquides du gaz naturel: 9 pour cent). Presque les deux tiers de cette utilisation ont servi à la production pétrochimique et sur les 200 pétajoules restants, plus de la moitié a servi à la production d'asphalte.

La demande de produits pétrochimiques a commencé à se redresser, et l'on peut s'attendre à ce que la croissance se poursuive dans le secteur industriel. L'augmentation de la demande de charges d'alimentation pétrochimiques va toucher uniquement le gaz naturel et les liquides du gaz naturel. L'utilisation du pétrole va probablement diminuer en valeur absolue et en valeur relative.

Parts du marché

Depuis le début des années 60, l'utilisation de l'énergie dans les secteurs résidentiel, commercial et industriel a vu une bais-

Figure 5
Parts du marché de l'énergie d'utilisation finale au Canada

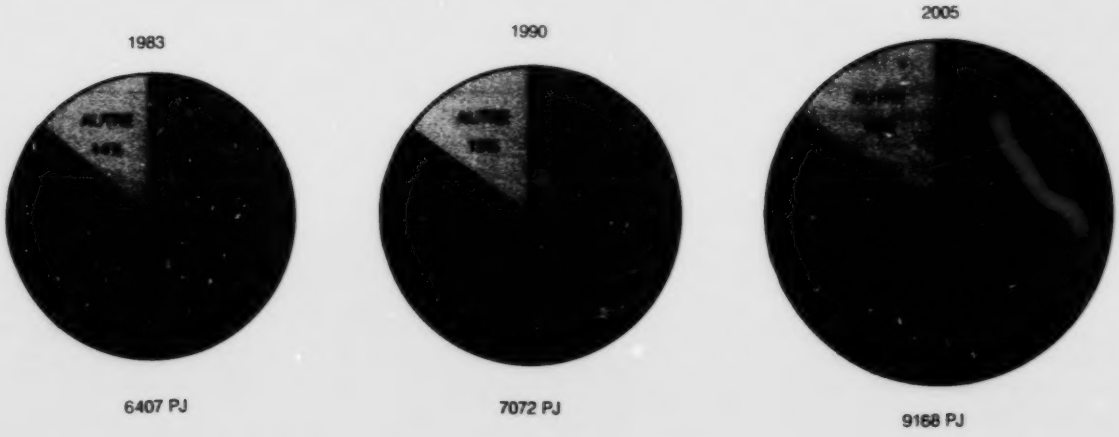


Figure 6
Utilisation régionale de l'énergie

	Pétajoules		Moyenne annuel de croissance
	1983	2005	(%)
Canada	6407	9168	1.6
Québec	1340	1850	1.5
Ontario	2260	3092	1.4
Manitoba	226	297	1.2
Saskatchewan	281	414	1.8
Alberta	976	1546	2.1
C-B & Terr.	859	1302	1.9
Terre-Neuve	117	163	1.5
I-P-É	17	21	1.0
Nouvelle-Écosse	179	257	1.7
Nouveau-Brunswick	151	226	1.8

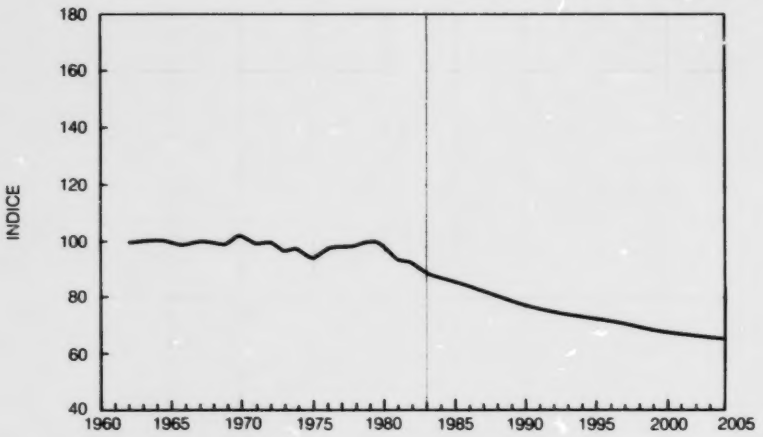
se appréciable de l'utilisation du pétrole. Les utilisateurs résidentiels et commerciaux ont adopté le gaz naturel et l'électricité, l'industrie des pâtes et papiers utilise les résidus du bois et la liqueur noire, et les autres utilisateurs, le gaz naturel.

Plus récemment, la désaffection à l'égard du pétrole a été encouragée par des prix relativement élevés et par différents programmes et politiques gouvernementaux, y compris le Programme canadien de remplacement du pétrole, une aide financière pour le prolongement des réseaux de gaz naturel, le Programme d'aide à la conversion industrielle (au gaz naturel) et le Programme de l'énergie renouvelable dans l'industrie forestière.

L'abondance du gaz naturel et de l'électricité au Canada s'est traduite par une concurrence intense entre ces deux combustibles, en particulier au Québec. En plus des différents programmes gouvernementaux de remplacement du pétrole, les services de distribution d'électricité et de gaz naturel ont lancé des programmes d'encouragements financiers incitant les consommateurs à renoncer au pétrole. Le résultat de cette concurrence est incertain, mais quelle qu'en soit l'issue, il est pratiquement certain que la tendance à la baisse du pétrole va se poursuivre. Nous projetons que l'utilisation du pétrole dans les secteurs résidentiel, commercial et industriel pris ensemble ne représentera que 71 pour cent de son niveau actuel en 1990.

La répartition de la demande totale d'énergie au Canada suit la répartition régionale de la population. En effet, 85 pour cent de l'utilisation de l'énergie au Canada se concentre dans les quatre principales provinces: Colombie-Britannique, Alberta, Ontario et Québec. Elle traduit également les différences de composition de l'activité économique dans différentes régions du pays. Ainsi, l'Alberta utilise proportionnellement davantage d'énergie par habitant et par unité de production totale que l'Ontario; son économie est, dans une large mesure, fondée sur les industries productrices d'énergie qui, à leur tour, sont à haut contenu énergétique.

Figure 7
Demande d'énergie d'utilisation finale par unité de PNB réel
1962 = 100



Entre 1960 et 1980, le ratio de l'utilisation ultime de l'énergie par rapport au PNB réel au Canada est resté relativement constant, comme le montre la figure 7. Si cette relation devait se maintenir à l'avenir, le taux d'augmentation de l'utilisation de l'énergie serait alors égal au taux d'augmentation du PNB. Depuis 1979, la consommation d'énergie a augmenté à un taux inférieur à celui du PNB. Notre évaluation des perspectives de l'utilisation de l'énergie dans les différents secteurs de l'économie permet de croire que cette tendance va se poursuivre, de sorte qu'en 2005, il pourrait y avoir une amélioration jusqu'à 27 pour cent de l'efficience de l'utilisation de l'énergie au sein de l'économie canadienne.

PÉTROLE

La demande de pétrole brut au Canada a diminué passant d'environ 300 000 mètres cubes par jour en 1979 à environ 230 000 mètres cubes par jour en 1983. Nos prévisions montrent une baisse continue, mais plus faible, de la demande de pétrole au cours des années 80 jusqu'à environ 200 000 mètres cubes par jour en 90, à la suite d'une utilisation plus efficace du pétrole et de son remplacement par d'autres combustibles sur les marchés résidentiel, commercial et industriel. L'utilisation du pétrole dans le secteur des transports et à des fins non énergétiques, comme la fabrication d'asphalte et de produits pétrochimiques, provoque une faible augmentation de la demande globale de pétrole au cours de la période de 1990 à 2005, de telle sorte que la demande atteindra en 2005 à peu près le niveau de pointe de 1983.

Notre prévision du cas de référence repose sur les hypothèses qu'il y aura une amélioration considérable dans la plus grande efficacité des carburants de véhicules routiers, que le parc automobile se composera d'une proportion plus forte de voitures plus petites et qu'il y aura davantage de baisse importante quant à l'utilisation du pétrole dans les secteurs résidentiel, industriel et commercial. Bien sûr, il existe une incertitude considérable au sujet de chacune de ces hypothèses et vers l'an 2000, la demande de pétrole pourrait être, selon nos estimations, d'environ 13 pour cent supérieure ou inférieure à notre cas de référence. Selon notre point de vue, il y a de fortes chances que la demande de pétrole ait été sous-estimée dans notre cas de référence plutôt que surestimée.

Du côté de l'offre, le Canada dépend maintenant du pétrole classique du bassin sédimentaire de l'ouest du Canada. Ce bassin en est au stade de maturité de son aménagement. Le taux de découverte et d'aménagement des réserves de pétrole brut classique n'atteint en moyenne que la moitié du taux de production. On a déjà produit plus de pétrole classique de cette région que ce que l'on prévoit obtenir globalement des réserves établies restantes, de la future récupération assistée du pétrole et des futures découvertes. La figure 9 montre les grandeurs relatives de ces éléments de l'offre. Bien que la quantité de pétrole produit par des techniques classiques à partir des réserves établies ne fasse l'objet d'aucun doute, les coûts élevés nécessaires pour obtenir une extraction supplémentaire au moyen des techniques de récupération assistée du pétrole et les difficultés croissantes pour trouver des plus faibles accumulations de nouveau pétrole dans les régions qui ont été déjà bien explorées, en général, rendent ces sources d'approvisionnement relativement incertaines.

Étant donné que les ressources classiques de pétrole peuvent de moins en moins satisfaire les besoins au pays, une importance considérable sera accordée à l'avenir à la mise en valeur des régions pionnières et des sables pétrolifères. Dans notre prévision du cas de référence de l'offre de pétrole, la proportion de la production des diverses sources changera au cours du temps comme le montre le tableau 1.

On prévoit qu'en 2005 la proportion de bruts synthétiques et de pétrole des régions pionnières constituera 68 pour cent de l'offre globale de bruts légers. Cependant l'aménagement de ces deux sources est plein d'incertitudes. Les sables pétrolifères constituent une ressource vaste et connue, mais, leurs coûts de production sont élevés. Leur mise en valeur se fera en fonction des prix du pétrole, des coûts futurs, des modalités fiscales et de la capacité de financement de l'industrie. Dans le cas de l'approvisionnement tenant des régions pionnières, le potentiel de nouvelles découvertes semble considérable. Au cours de ces dernières années, de grands efforts ont été consacrés à l'exploration des régions pionnières et certains succès ont été remportés dans les régions d'Hibernia et de la mer de Beaufort. Bien que les impératifs économiques soient importants, la principale incertitude au sujet des régions pionnières est celle de savoir si des réservoirs de pétrole économiquement accessibles seront découverts.

Étant donné que les qualités et les marchés des bruts lourds et légers sont très différents, on a établi des bilans distincts de l'offre et des besoins de chacun d'eux.

Figure 8
Demande de pétrole, Canada

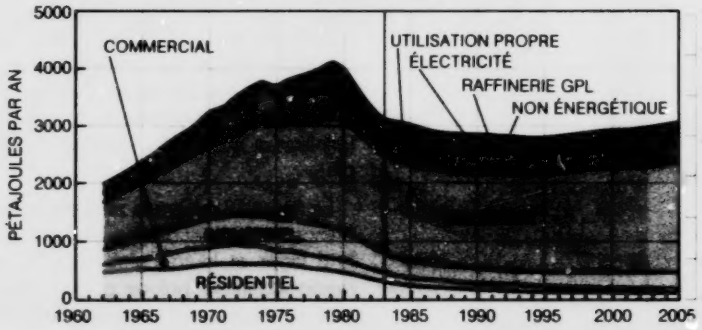


Figure 9
Réserves de pétrole brut
(Excluant les sables bitumineux et les régions pionnières)

(millions de mètres cubes)

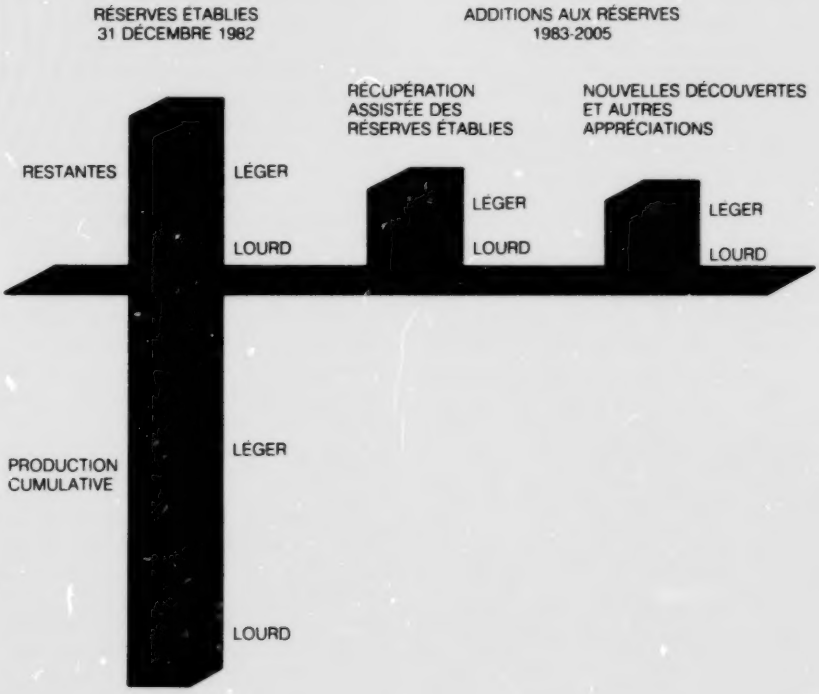


Tableau 1
Sources de production de pétrole brut
(En milliers de mètres cubes par jour)

	1983	1990	2005
Brut léger classique et pentanes plus	174,1	117,5	49,9
Bruts synthétiques des sables pétrolifères (y compris bruts lourds valorisés)	23,5	42,5	63,5
Régions pionnières	—	1,9	44,0
Total du brut léger	197,6	161,9	157,4
Bruts lourds mélangés et bitumes	43,9	39,1	59,2
Total	**241,5**	**201,0**	**216,6**

La figure 10 montre une prévision du bilan de l'offre et de la demande de pétrole brut léger dans le cas de référence. Actuellement, nous disposons de quantités suffisantes de pétrole brut léger pour satisfaire tous les besoins du Canada, bien qu'une certaine partie en soit exportée de l'ouest du Canada et que des quantités à peu près égales soient importées dans les régions de l'Atlantique et au Québec. On prévoit que pour le reste des années 1980, l'offre diminuera, mais qu'elle va augmenter au début des années 1990 à mesure que le pétrole des régions pionnières atteint les marchés. Cette figure montre clairement l'importance critique de sources de pétrole brut synthétique et de brut des régions pionnières pour l'avenir de l'offre de pétrole brut léger. Si ces approvisionnements ne se concrétisent pas, dans ce cas, le Canada dépendrait alors certainement plus des importations de pétrole brut étranger que nous ne l'avons indiqué dans notre cas de référence.

La figure 11 donne le bilan de l'offre et de la demande de pétrole brut lourd. À l'inverse de la situation du pétrole brut léger, nous prévoyons un excédent constant de l'offre de pétrole lourd par rapport à la demande. Même si l'on tient compte du pré-raffinage du pétrole brut, cet excédent subsiste à raison d'environ 25 000 à 35 000 mètres cubes par jour. Maintenant, nous exportons cet excédent de l'offre aux raffineries des États-Unis, principalement par le réseau pipelinier Interprovincial-Lakehead. Une partie du stock d'alimentation de brut lourd comprend des pentanes plus, soit un brut léger produit par le traitement du gaz naturel, ajouté au brut lourd afin d'en réduire la viscosité pour qu'il puisse être transporté par pipeline. La future disponibilité des pentanes plus provoque certaines inquiétudes; cependant, la construction d'installations de préraffinage du brut lourd y remédiera quelque peu.

La figure 12 montre la zone de vraisemblance de l'offre et des besoins en pétrole brut léger et lourd combinés. On peut raisonnablement prévoir que le Canada sera autosuffisant en matière de pétrole, mais comme le montre bien cette figure, c'est loin d'être sûr. Comme le montrent ces gammes, il y a plus d'incertitudes au niveau

Figure 10
Équilibre de l'offre et de la demande de pétrole brut léger intérieur Canada

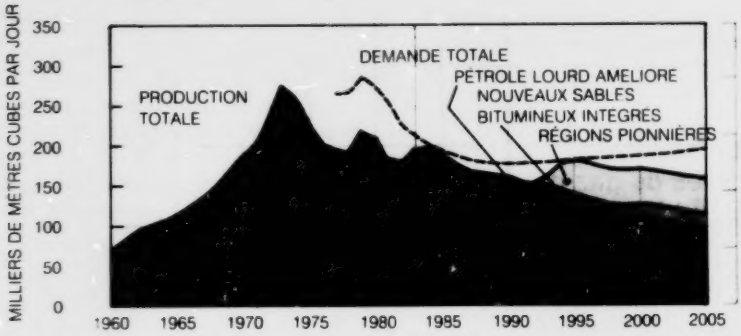


Figure 11
Équilibre de l'offre et de la de pétrole brut lourd intérieur Canada

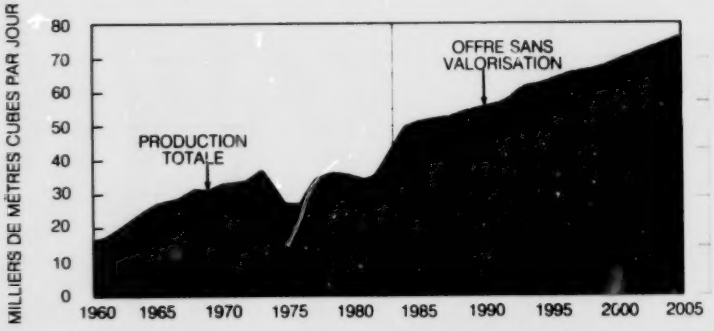
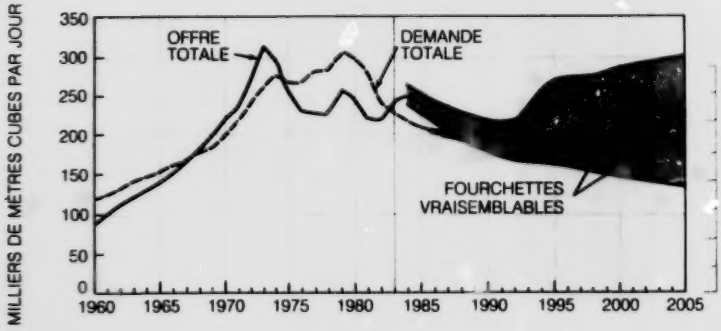


Figure 12
Fourchettes vraisemblables de l'offre et de la demande de pétrole brut



de la future offre au pays qu'il n'y en a au niveau de la demande.

Même dans le cas où la production globale de pétrole au pays suffirait à satisfaire tous les besoins internes, il est probable que les exportations de pétrole brut lourd aux États-Unis et les importations de brut léger dans l'est du Canada se poursuivront. On s'attend aussi à ce que les exportations et importations de produits pétroliers se poursuivent, mais elles sont faibles en regard des exigences globales.

GAZ NATUREL

Depuis le début des années 70, les ventes canadiennes globales de gaz naturel au pays et à l'exportation sont restées presque constantes à environ 2 800 pétajoules par an tandis que les additions annuelles aux réserves se sont établies en moyenne à près de 5 000 pétajoules. Ceci a donné lieu à une capacité de livraison annuelle dépassant la demande d'exportation et celle du pays d'au moins 2 000 pétajoules en 1983 et en 1984. Bien que la plus grande partie de cet excédent de capacité de livraison fasse l'objet de licences d'exportation, l'offre croissante et la baisse de la demande de gaz aux États-Unis ainsi que le coût plus élevé de l'offre canadienne ont mené à une diminution du marché. En conséquence, les exportations n'ont pas atteint leur niveau autorisé. Bien que le gaz soit le combustible le moins cher en Ontario et dans l'ouest du Canada, si l'on se tourne du côté des marchés au pays, la croissance de la demande a été lente récemment à cause de la faible activité de l'économie et d'une utilisation de plus en plus efficiente de l'énergie.

On s'attend à ce que la demande de gaz naturel dans les secteurs d'utilisation finale au Canada augmente considérablement, passant de 1 600 pétajoules en 1983 à 2 900 pétajoules en 2005. Les marches vont vraisemblablement prendre de l'expansion à mesure que le gaz est introduit dans des régions qui n'en disposaient pas auparavant et à mesure que l'on poursuit le remplacement du pétrole. Au Québec, les réseaux de distribution du gaz à l'est de Montréal ont été récemment achevés et le processus de raccordement des nouveaux clients est en cours. Nous prévoyons que l'utilisation du gaz au Québec s'accroîtra, passant de 134 pétajoules en 1983 à 312 pétajoules en 2005. L'utilisation du gaz devrait aussi s'avérer pratique en Nouvelle-Écosse et au Nouveau-Brunswick en 1990, avec le raccordement des réserves de gaz du plateau continental de la Nouvelle-Écosse; on prévoit que la demande dans ces provinces atteindra 79 pétajoules au total en 2005.

En Ontario et dans l'ouest du Canada, le gaz constitue maintenant le combustible prédominant dans tous les secteurs, à l'exclusion de celui des transports. Étant donné l'avantage de prix du gaz natuel, on prévoit que sa part augmentera, passant de 42 pour cent en 1983 à environ 45 pour cent en 2005.

L'offre de gaz naturel pendant la période de prévisions sera dominée par le gaz classique de l'ouest du Canada. On estime que les réserves établies à la fin de 1982 sont de 81,4 exajoules ce qui correspond à environ 30 fois la production annuelle courante de

Figure 13
Réserves de gaz naturel (Excluant les régions pionnières)

(Exajoules)

2,8 exajoules, par contraste avec le pétrole classique dont les réserves ne constituent qu'environ 10 fois les niveaux actuels de production annuelle. Nous prévoyons des additions aux réserves de gaz naturel jusqu'en 2005 se montant à 45,5 exajoules. Il devient de plus en plus coûteux de trouver et de mettre en valeur des réserves de gaz dans l'ouest du Canada. De plus en plus, le gaz sera produit à partir de réservoirs de moindre qualité; la production par puits sera beaucoup plus faible que celle que l'on a vue par le passé.

Quatre-vingt-neuf pour cent de la production du gaz canadien provient maintenant de l'Alberta, et 9 pour cent de la Colombie-Britannique. En 2005, on prévoit que l'Alberta et la Colombie-Britannique satisferont encore à la plupart des besoins du pays. À ce moment, les régions arctiques et au large de la côte Est pourraient approvisionner environ 15 pour cent de ce total.

En 2005, les niveaux de la demande pourraient être d'environ 11 pour cent supérieurs ou de 8 pour cent en-deçà des prévisions de référence. La capacité de livraison de l'ouest du Canada pour la même année pourrait être supérieure ou inférieure d'au moins 20 pour cent par rapport au cas de référence, en fonction du rythme d'aménagement des réserves. L'excédent de l'offre par rapport à la demande pourrait disparaître dès la fin du siècle ou se poursuivre encore pendant de nombreuses années.

Depuis 1982, les exportations de gaz naturel n'ont atteint en moyenne que 40 pour cent des niveaux autorisés. On prévoit que les exportations annuelles reviendront à environ 90 pour cent des volumes autorisés d'ici 1990, à mesure de la reprise de la demande aux États-Unis et que l'excès de l'offre indigène de gaz y sera épuisé. Si cela se produisait, les exportations atteindraient à ce moment-là environ 1 850 pétajoules par an, par rapport aux niveaux annuels actuels d'environ 800 pétajoules.

Figure 14
Demande totale de gaz naturel

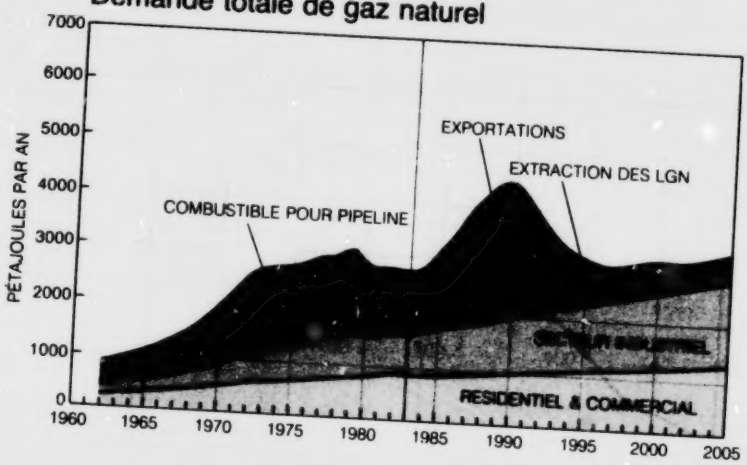


Figure 15
Offre de gaz Canadien

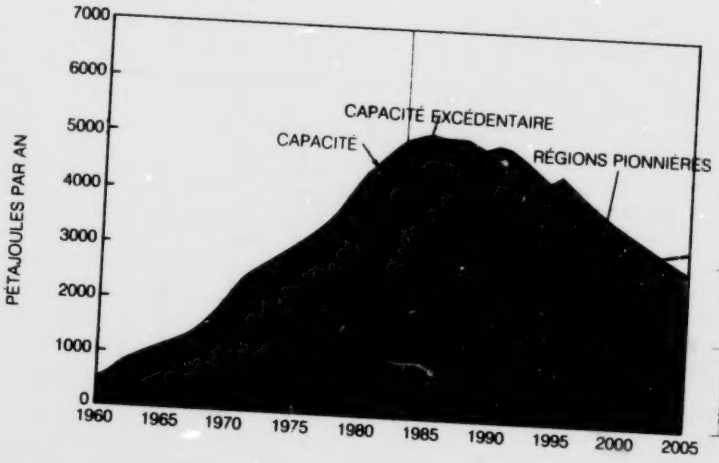
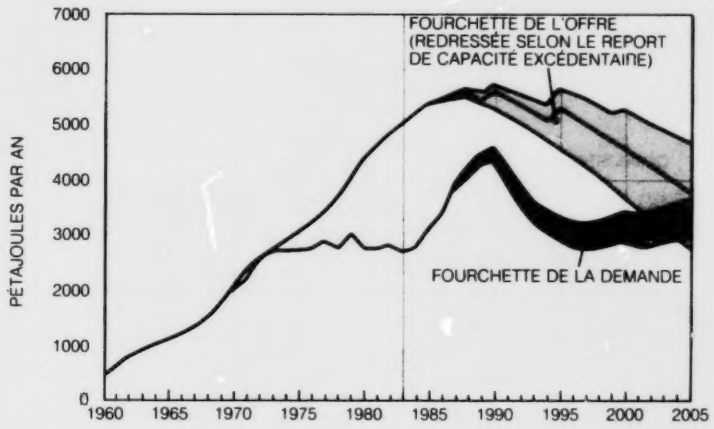


Figure 16
Fourchettes vraisemblables de l'offre et de la demande de gaz



ÉLECTRICITÉ

La responsabilité d'assurer des approvisionnements suffisants d'électricité dans chaque province repose sur les gouvernements provinciaux et les services publics d'électricité. Une société de la Couronne fédérale fournit la majeure partie de l'approvisionnement en électricité des Territoires. Les sources d'énergie pour la production d'électricité diffèrent d'une région à l'autre. Par exemple, en Alberta, en Nouvelle-Écosse et en Saskatchewan, les projets d'expansion sont fondés en grande partie sur la mise en valeur des gisements locaux de houille, tandis qu'en Colombie-Britannique, au Manitoba et au Québec, ce sont les aménagements hydro-électriques qui sont prédominants. En Ontario et au Nouveau-Brunswick, l'énergie nucléaire constitue la pierre angulaire des projets d'expansion actuels.

En général, les services d'électricité disposent actuellement d'une capacité excédentaire de production à la suite de l'expansion à laquelle ils s'étaient engagés dans les années 1970 pour satisfaire des niveaux de demande qui ne se sont pas concrétisés. Étant donné cette capacité excédentaire, les services d'électricité commercialisent activement l'électricité sur les marchés d'exportation et au pays.

On prévoit que la demande d'électricité s'accroîtra à raison d'environ 3 pour cent par an au cours de la période des prévisions, ce qui est de loin plus rapide que la croissance de la demande globale d'énergie sur le plan de son utilisation finale.

Compte tenu de ce taux de croissance de la demande et des engagements au titre de l'augmentation de la capacité, on s'attend que la capacité excédentaire de production subsistera jusque dans les années 90. Les services publics prennent donc leurs dispositions pour l'exportation de puissance garantie en supplément aux ventes d'énergie interruptible qui ont constitué environ 80 pour cent des exportations.

À plus long terme, nos prévisions sous-entendent que la capacité de production au Canada devra passer des 84 gigawatts de 1983 à presque 150 gigawatts en 2005.

Tableau 2
Capacité de production par catégorie de combustibles – Canada

	1983		1990		2005	
	Gigawatts	Pourcentage	Gigawatts	Pourcentage	Gigawatts	Pourcentage
Charbon	16,4	19	18,4	18	26,0	18
Hydro-électricité	50,1	60	58,9	59	86,4	59
Nucléaire	7,6	9	13,5	13	22,7	15
Pétrole et gaz	10,4	12	9,6	10	12,0	8
Total	**84,5**	**100**	**100,4**	**100**	**147,1**	**100**

Le tableau 2 présente la prévision de la capacité de production par catégorie de combustible.

Dans tout le Canada, on s'attend à ce que la capacité d'hydro-électricité se maintienne à environ 60 pour cent de la capacité globale de production jusqu'en 2005. On prévoit que la capacité de production nucléaire augmente fortement en importance. La capacité de production des centrales thermiques alimentées au charbon s'accroîtra en termes absolus, mais sa part relative baissera légèrement. La capacité de production des centrales thermiques au pétrole et au gaz va diminuer d'un tiers entre 1983 et 2005.

Bien qu'il y ait une certaine augmentation de la capacité de production grâce à des procédés non classiques comme l'énergie marémotrice et l'énergie éolienne, il est peu probable que ces méthodes représenteront une partie appréciable de la capacité globale de production au cours de la période étudiée.

Il y a plusieurs catégories différentes de centrales de production dont chacune est conçue pour un type particulier de services correspondant à la période pendant laquelle cette centrale doit fonctionner. Par exemple, un réacteur nucléaire de charge de base peut fonctionner 85 pour cent du temps et produire une quantité considérable d'énergie tandis qu'une centrale thermique de pointe au mazout, de la même capacité, peut ne fonctionner que 5 pour cent du temps en produisant peu d'énergie. En conséquence, les prévisions de répartition de la production d'électricité par

Tableau 3
Production d'électricité par catégorie de combustibles – Canada

	1983		1990		2005	
	Terawatt-heures	Pourcentage	Terawatt-heures	Pourcentage	Terawatt-heures	Pourcentage
Charbon	68,5	17	75,9	15	99,9	14
Hydro-électricité	267,9	68	311,7	62	434,0	62
Nucléaire	44,2	11	94,5	19	151,9	22
Pétrole et gaz	15,4	4	18,2	4	13,5	2
Total	**396,0**	**100**	**500,3**	**100**	**699,4**	**100**

catégorie de combustibles sont différentes des prévisions de la répartition de la capacité de production par catégorie de combustibles. Le tableau 3 montre comment la répartition de la production d'électricité par catégorie de combustibles peut varier en fonction du temps.

Pour tout le Canada, on prévoit que la part de l'hydro-électricité de la production globale d'énergie continuera de baisser. Nous prévoyons aussi une baisse de la part occupée par les combustibles fossiles (charbon, pétrole et gaz naturel). Par contre, on prévoit que la part du nucléaire va doubler au cours de la période de prévisions.

Tout comme dans le cas de la capacité installée, les catégories de combustibles dont on se sert pour la production d'électricité varient d'une région à l'autre, et chaque service d'électricité choisit de faire le meilleur usage des ressources dont il dispose. D'importants transferts d'électricité sont faits entre les provinces, mais leur ampleur est limitée par des facteurs économiques; le transport de l'électricité est un moyen relativement coûteux de déplacer de l'énergie sur les longues distances qui séparent bien des agglomérations du Canada. Fréquemment, on considère que les États-Unis constituent des marchés plus économiquement accessibles pour la puissance excédentaire aux besoins des services d'électricité canadiens. On prévoit que les exportations annuelles pour la période de prévisions iront de 3 à 13 pour cent de la production globale d'électricité au Canada.

Figure 17
Demande d'énergie électrique

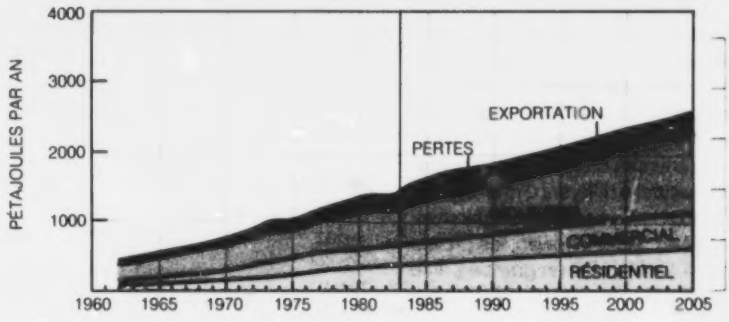
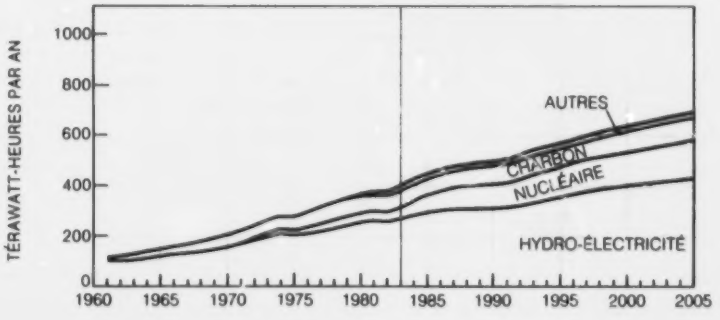


Figure 18
Production d'électricité par catégorie de combustible, Canada



AUTRES FORMES D'ÉNERGIE

Liquides de gaz naturel

L'éthane, le propane, les butanes et les pentanes plus constituent les liquides de gaz naturel. Ces produits sont extraits des circuits du gaz naturel et ils sont également produits au cours du raffinage du pétrole brut. Les trois quarts de la production environ proviennent des usines de gaz.

Parce que les caractéristiques respectives des liquides de gaz naturel sont uniques, ils servent à des fins différentes. L'éthane est utilisé au Canada principalement comme charge d'alimentation pétrochimique pour la fabrication d'éthylène et comme composante des fluides injectés dans les réservoirs pétrolifères pour augmenter la récupération de pétrole brut. Le propane sert à différentes fins énergétiques y compris la cuisson, le chauffage, le séchage des récoltes, le séchage du tabac et comme carburant. Comme l'éthane, le propane sert aussi de charge d'alimentation pétrochimique et pour augmenter la récupération du pétrole. Les butanes servent principalement à la fabrication d'essence, soit au niveau du procédé chimique ou comme composante du mélange, et comme charge d'alimentation pétrochimique. Les pentanes plus peuvent servir de charge d'alimentation pour les raffineries et nous les incluons dans l'offre de pétrole brut léger.

La production canadienne d'éthane, de propane et de butanes est environ le double des besoins nationaux. La plus grande partie des excédents par rapport aux besoins canadiens est exportée aux États-Unis. Le tableau 4 résume notre projection en matière de production et de demande des liquides de gaz naturel.

Charbon

Durant les années 50, le pétrole et le gaz ont remplacé la houille à titre de source d'énergie la plus importante au Canada. Cependant, en raison de l'augmentation des prix du pétrole, le charbon est maintenant devenu plus intéressant pour diverses utilisations industrielles. Actuellement, la houille provenant de l'ouest du Canada, en plus de satisfaire les besoins locaux, est exportée en grandes quantités; cette ressource représente depuis peu une composante importante de l'approvisionnement de l'Ontario. La demande de charbon, bien que stagnante au cours des années 60 et début 70, a, depuis, augmenté considérablement et on s'attend qu'elle augmente encore dans l'avenir, principalement en raison des besoins croissants pour la production d'électricité.

Le Canada possède de vastes ressources de lignite et de charbon sous-bitumineux et bitumineux. On estime à 6 300 mégatonnes les réserves totales récupérables dont la production pourrait se poursuivre pendant 150 ans au rythme annuel de production de 1982, soit 43 mégatonnes. Les gisements houillers au Canada se présentent sous différentes conditions géologiques qui déterminent la meilleure technique d'extraction. En 1982, 91 pour cent du charbon canadien provenait d'exploitations à ciel ouvert dans l'ouest du Canada; le reste provenait des exploitations souterraines en Colombie-Britannique, en Alberta et en Nouvelle-Écosse. Le charbon bitumineux représentait 52 pour cent de la production de 1982, tandis que la production de charbon sous-bitumineux et de lignite totalisait 30 et 18 pour cent respectivement.

La mise en valeur des gisements houillers ne dépend pas seulement de la présence de la ressource elle-même, mais aussi de facteurs tels que le transport, le développement du marché et les considérations environnementales. Sur la côte du Pacifique, on a aménagé un service ferroviaire efficace et des installations de chargement en vrac, afin de profiter de l'occasion de ventes d'exportation. Pour approvisionner les marchés de l'Ontario, la houille de l'Ouest est transportée par rail jusqu'à Thunder Bay et ensuite livrée par navire charbonnier.

Environ 75 pour cent du charbon utilisé au Canada sert à la production d'électricité, principalement en Alberta et en Ontario. L'industrie utilise également du charbon pour la fabrication de fer et acier, et de ciment. On prévoit que la demande augmentera à un taux annuel de 2 pour cent pour atteindre quelque 65 mégatonnes (1560 pétajoules) d'ici 2005.

Le Canada possède trois marchés houillers distincts: la région des Maritimes, qui extrait et utilise son propre charbon et qui exporte de petites quantités; l'Ontario, qui importe presque tout son charbon des États-Unis; et l'Ouest, qui extrait et utilise son propre charbon, qui en expédie une certaine quantité en Ontario et qui en exporte en grandes quantités des ports de la Colombie-Britannique.

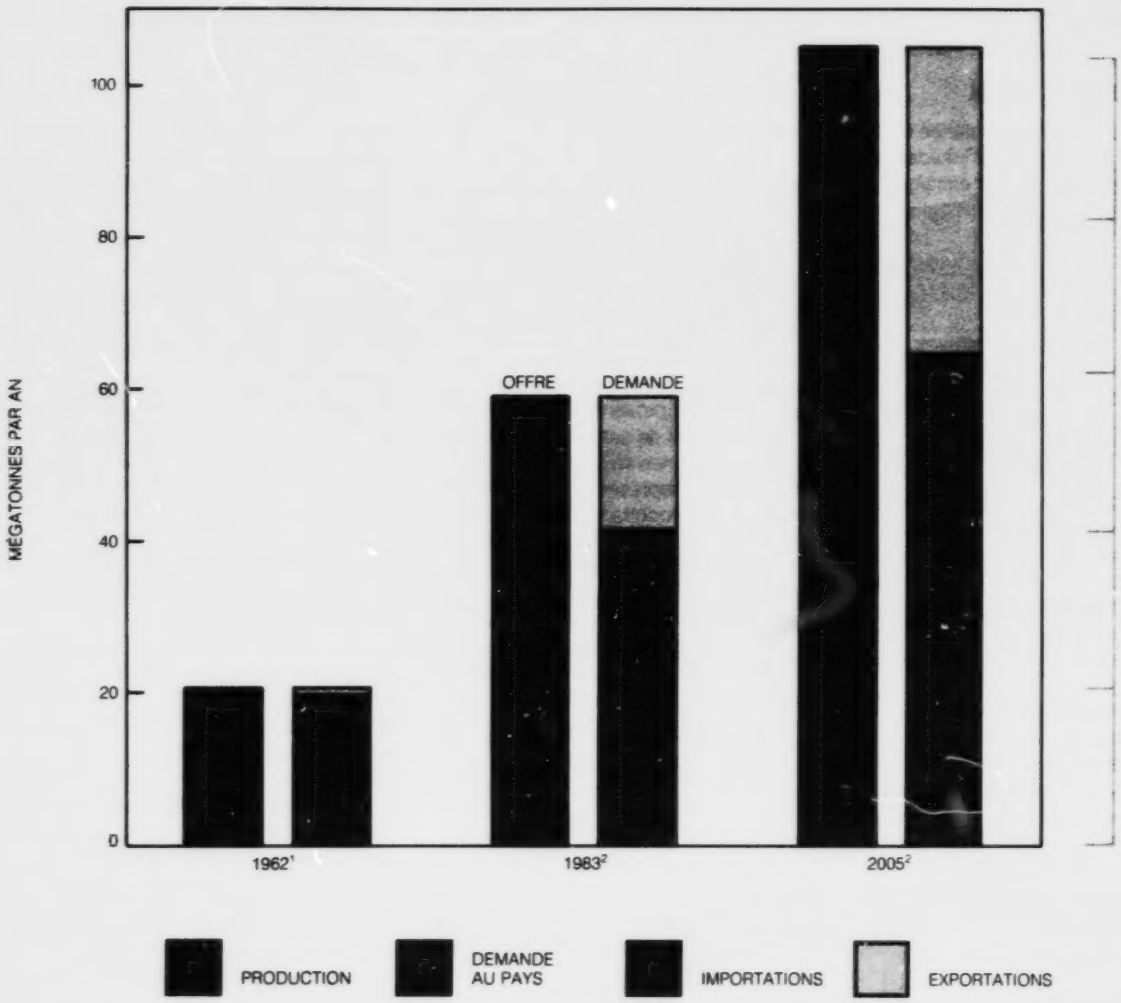
La production canadienne de charbon dépasse un peu la demande intérieure. Quoique les exportations dépassent les importations, le Canada demeure encore un importateur net de charbon thermique. La production canadienne a augmenté considérablement depuis quelques années et on s'attend que cette tendance continue. La figure 19 montre l'importance

Tableau 4
Production et demande des liquides de gaz naturel

Milliers de mètres cubes par jour

		1983	1990	2005
Éthane:	production	13,5	27,9	17,6
	demande	5,9	23,7	17,2
Propane:	production	18,7	25,5	18,6
	demande	10,5	19,2	14,3
Butanes:	production	12,1	15,6	11,2
	demand	5,2	9,5	7,2

Figure 19
Offre et demande de charbon, Canada



relative de l'offre et de la demande passées, présentes et futures de charbon.

Formes d'énergie de remplacement

En plus des genres d'énergie étudiés précédemment, les autres sources, notamment le bois, les déchets de bois et les liqueurs résiduaires, contribuent considérablement à l'utilisation d'énergie au Canada. On estime actuellement que ces sources représentent plus de sept pour cent de la demande totale d'énergie. On s'attend que cette part se maintienne alors que la demande totale d'énergie s'accroîtra pendant la période étudiée. Pendant les dernières années de la période de projection, on prévoit que les déchets solides des municipalités, l'énergie solaire active et la tourbe constitueront un apport peu important.

En Colombie-Britannique, les déchets de bois représentent environ 23 pour cent de la demande totale d'énergie, principalement en raison de leur utilisation par l'industrie forestière elle-même. Dans les provinces de l'Atlantique et dans d'autres régions du pays, le bois redevient une source intéressante de chauffage des résidences. Dans les provinces de l'Atlantique, par exemple, on estime maintenant que le bois représente 25 pour cent du marché pour le chauffage résidentiel. L'utilisation du bois à cette fin est, bien sûr beaucoup plus répandue dans les régions rurales et dans les provinces les plus boisées. Nous prévoyons que le bois occupera environ 8 pour cent du marché pour le chauffage résidentiel au Canada d'ici 2005, par rapport à 4 pour cent pour le pétrole.

Pour que d'autres formes d'énergie, autres que le bois, comme l'énergie solaire ou la biomasse, puissent constituer un apport plus important que ce que nous prévoyons, il faudrait que les prix de l'énergie augmentent beaucoup plus rapidement qu'ils ne semblent le faire actuellement, ou qu'il y ait d'importantes découvertes technologiques.

BILANS ÉNERGÉTIQUES

Avant les années 60, le Canada était un importateur net d'énergie. Depuis, avec la mise en valeur du pétrole et du gaz naturel dans l'ouest du Canada, la production d'énergie a dépassé les besoins intérieurs et nous sommes devenus des exportateurs nets importants d'énergie. En 1983, les exportations nettes d'énergie représentaient environ 10 pour cent de la production totale, et avaient une valeur de 7,8 milliards de dollars. Le Canada était un important exportateur de pétrole, de gaz naturel, d'électricité, de charbon et de liquides du gaz naturel, et importait des quantités plus petites de pétrole et de charbon.

Nos projections de la composition et du niveau de la demande totale d'énergie et de la production se trouvent aux figures 20 et 21. L'électricité n'apparaît pas dans ces figures, parce qu'elles ne donnent que des formes primaires. Les composantes hydroélectrique et nucléaire, environ les trois quarts de charbon et de faibles quantités de pétrole et de gaz représentent l'énergie utilisée dans la production d'électricité. D'après notre analyse, lorsqu'on combine toutes les formes d'énergie primaires, le Canada continuera à être un important exportateur d'énergie.

- La part du pétrole du côté de la demande et de l'offre d'énergie totale devrait, selon les projections, diminuer par rapport aux niveaux actuels. Si la production des régions pionnières et des sables pétrolifères atteint le niveau prévu dans notre cas de référence, le marché du brut au Canada va probablement être près de l'équilibre.
- La demande de gaz naturel augmente par rapport à celle d'autres combustibles. L'apport du gaz naturel à la production totale d'énergie devrait, selon les projections, augmenter particulièrement rapidement au cours de la période 1985-1990, alors que les exportations approchent des niveaux autorisés.
- Les liquides du gaz naturel sont une petite partie de l'offre et des besoins totaux d'énergie; la production dépasse actuellement les besoins intérieurs, cette situation devrait se poursuivre.
- La proportion de charbon dans l'ensemble de la demande d'énergie demeure relativement constante pendant toute la période étudiée. Comme nous l'avons déjà dit le Canada est récemment devenu exportateur net. Comme les gisements sont importants par rapport aux besoins prévisibles, la houille pourrait constituer fort bien le plus grand potentiel des exportations à long terme d'énergie canadienne.
- Les principales formes d'énergie servant à la production d'électricité, principalement l'hydraulique, le nucléaire et le

Figure 20
Demande totale d'énergie au Canada

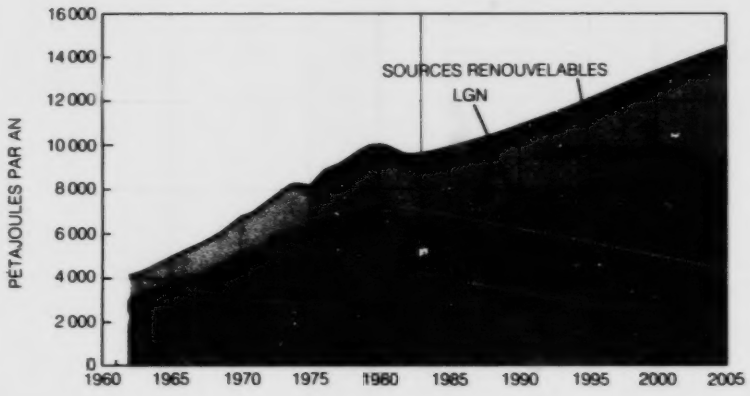
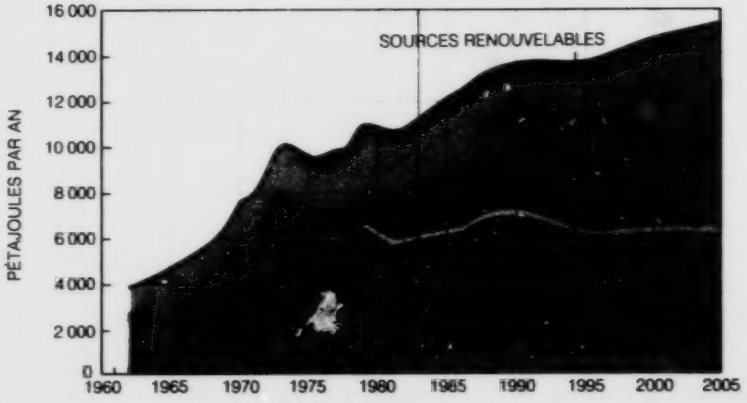


Figure 21
Production totale d'énergie



charbon, constitueront une part toujours plus importante de l'offre et de la demande totale. L'offre d'électricité est régie par la demande intérieure. Les exportations pour la plupart se composent de puissance interruptible hors des périodes de pointe. Cependant, les services d'électricité envisagent de plus en plus d'exporter de la puissance garantie provenant de centrales construites ou prévues à cette fin.

Par rapport aux autres pays industrialisés, le Canada est largement doté de ressources énergétiques. Parmi les membres de l'OCDE, seuls la Norvège, la Grande-Bretagne, l'Australie, les Pays-Bas et le Canada sont des exportateurs nets. Selon nos projections, la production énergétique totale dépassera amplement la demande jusqu'en 2005.

Facteurs de conversion approximatifs

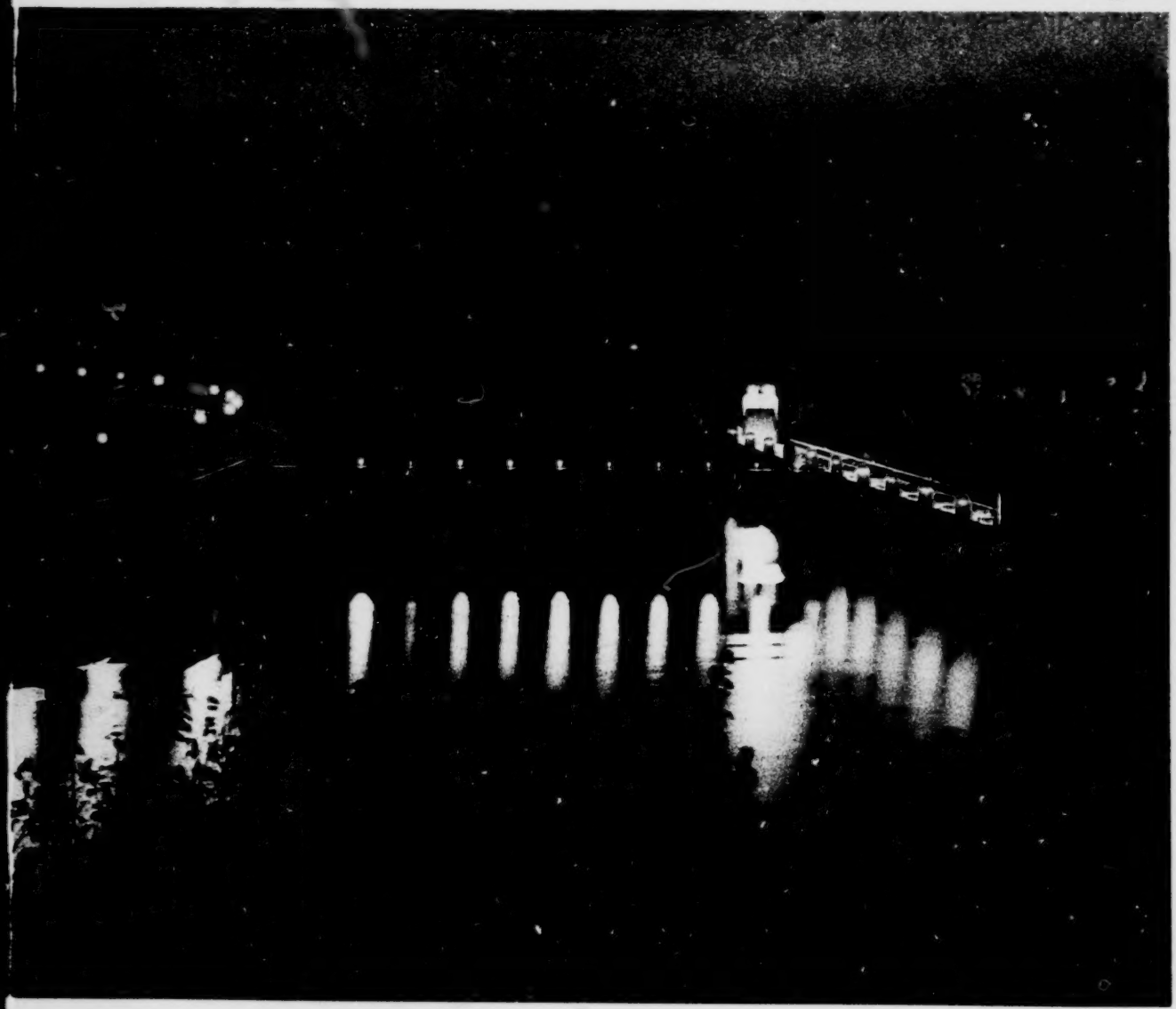
1 mètre cube	contient	6,3 barils ou 35,3 pieds cubes
1 pétajoule	"	950 milliards d'unités thermales britanniques (Btu)
1 mètre cube de gaz naturel	"	38 mégajoules d'énergie
1 pétajoule de gaz naturel	"	0.95 milliard de pieds cubes
1 mètre cube de pétrole brut	"	38 gigajoules d'énergie
1 kilowatt-heure d'électricité	"	3,6 mégajoules d'énergie
1 tonne de charbon	"	24 gigajoules d'énergie

Préfixes

Préfixe	Multiple	Symbole
kilo	10^3	k
méga	10^6	M
giga	10^9	G
téra	10^{12}	T
péta	10^{15}	P
exa	10^{18}	E

L'ÉNERGIE AU CANADA
Offre et demande
1983-2005

Rapport Technique



OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE

Septembre 1984

L'ÉNERGIE AU CANADA

Offre et demande 1983 — 2005

RAPPORT TECHNIQUE

Office national de l'énergie
Septembre 1984

PHOTO:
BRITISH COLUMBIA HYDRO AND POWER AUTHORITY

BARRAGE BENNETT

© Ministre des Approvisionnements et Services Canada 1984

No. du Cat. NE23-15/1984 F
ISBN 0-662-92691-9 (série)

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles.

Exemplaires disponibles auprès du:

Secrétariat
Office national de l'énergie
473, rue Albert
Ottawa (Canada)
K1A 0E5
(613) 992-3972

Imprimé au Canada

© Minister of Supply and Services Canada 1984

This report is published separately in both official languages.

Copies are available on request from:

Secretariat
National Energy Board
473 Albert Street
Ottawa, Canada
K1A 0E5
(613) 992-3972

Printed in Canada

ERRATA

L'ÉNERGIE AU CANADA
OFFRE ET DEMANDE 1983-2005

Rapport Technique

Office national de l'énergie
Septembre 1984

Annexe 6, Tableau A6-14 révisé
pages 101 et 102

Tableau A6-14
Exportations de gaz naturel selon la licence[1],[2]
Projections de l'ONÉ

(Pétajoules)[3]

Société	Licence	Point de livraison	1982/83	1983/84	1984/85	1985/86	1986/87	1987/88	1988/89	1989/90	1990/91	1991/92	1992/93	1993/94	1994/95	1995/96	1996/97	Total
A&S	GL-3	Kingsgate	172.9	115.9	141.2	110.2	30.7											570.9
	GL-16	-	6.0	7.6	8.2	57.3	59.9	63.8	69.8									272.8
	GL-24	-	7.4	38.0	44.0	59.7	62.3	66.5	73.6	78.8	76.8	55.5	43.8					606.4
	GL-35	-	77.7	57.7	56.1	51.7	54.0											297.2
	GL 67	-					91.9	130.8	144.9	151.1	102.0	51.0						671.7
	GL-68	-								73.8	49.8	24.9						148.5
	GL-69	-						57.6	61.2	65.8	43.1	21.6						249.3
Pan-Alberta	GL-59	-	43.4	37.5	37.4	23.4	14.1	65.6										221.4
	GL-63	-				23.4	42.2											65.6
	GL-65	-							74.9	85.3	56.2	28.1						244.5
Westcoast	GL-4	-	26.4	51.1	40.8	27.2	13.6											159.1
	GL-41	-		8.7	16.8	23.1	31.1	33.6	35.7									149.0
	GL-94	-								34.6	34.5	35.1						104.2
Total		Kingsgate	333.8	316.5	344.5	376.0	399.8	417.9	460.1	489.4	382.4	218.2	43.8					3786.4
Canadian-MontaNa	GL-5	Niagara Falls																
	GL-17	-					2.2											2.2
	GL-25	-					5.8	6.2	6.6									18.6
	GL-53	-					5.8	6.2	6.6	7.0	7.0	4.5	4.0					41.1
	GL-70	-					1.5											1.5
	GL-71	-					5.5	4.7	5.0	5.3	3.5	1.7						25.7
KannGaz	GL-77	-								3.5	2.3	1.2						7.0
Pan-Alberta	GL-95	-					36.5	38.9	43.4	45.8	45.8	45.8	45.8	32.8	21.9	9.9		386.6
ProGas	GL-80	-					44.7	47.6	52.6	55.8	55.8	55.8	58.6	40.2	26.8	10.8		448.1
Sulpetro	GL-57	-					14.6	15.6	16.6	17.6	17.6	17.6	18.6	13.2	8.8	4.4		144.6
	GL-82	-	18.4	6.4														22.8
TransCanada	GL-83	-		12.1	21.9	23.4	24.8	24.8	23.9	10.5	5.3							146.7
	GL-84	-			15.5	15.5	32.5	32.5	32.5	33.6	33.6	34.5	33.5	32.5	18.3	8.8		323.1
	GL-85	-					14.6	15.6	16.6	17.6	18.6	18.6	18.6	13.2				133.4
	GL-88	-					29.3	31.2	33.2	35.1	36.1	36.1	36.1	26.3				263.4
	GL-90	-					22.0	23.4	24.9	27.3	27.3	27.3	27.3	19.8	12.2	5.8		217.1
Total		Niagara Falls	18.4	18.5	37.4	38.9	254.4	262.3	278.5	278.5	270.3	261.5	256.1	186.8	100.2	47.1	4.4	2320.1

Tableau A6-14 (suite)

Société	Licence	Point de livraison	1982/83	1983/84	1984/85	1985/86	1986/87	1987/88	1988/89	1989/90	1990/91	1991/92	1992/93	1993/94	1994/95	1995/96	1996/97	Total
Consolidated	GL-61	Emerson	15 4	16 7	16 7	8 9	12 2											
	GL-75	-						21 0	22 3									69 9
TransCanada	GL-18	-	0	7 4		33 5	39 0	41 8	44 6									43 3
	GL-20	-	15 7	17 7	18 6	19 3	19 8	24 0	27 4	30 8	30 8							166 3
	GL-37	-	32 8	44 2	39 4	51 5	64 0	53 5	61 1	68 8								204 1
	GL-38	-	4 3	9 8	19 5	19 5	19 5	19 5	19 5	19 5								415 3
	GL-39	-	0			1 7	2 0	2 1	2 2	2 5								131 1
	GL-60	-	36 3	61 4	57 5	31												10 5
	GL-86	-				19 5	35 1	35 1	35 1	35 1	35 1	36 1	36 1	25 4	17 6	7 8		152 3
	GL-87	-				20 8	25 0	30 0	33 2	35 1	35 1	35 1	36 1	25 4	17 6	7 8		318 0
	GL-88	-					22 0	23 4	24 9	26 3	26 3	26 3	26 3	19 8	13 2	5 8		301 0
	GL-89	-			11 3	44 2	55 2	55 9	63 1	71 0	47 3	23 7						214 1
ProGas	GL-56	-	42 8	24 6	21 0													371 7
	GL-79	-						21 0	10 5									88 4
	GL-81	-			54 3	43 5	54 3	57 9	61 6	65 2	65 2	66 3	49 7	32 6	16 3			31 5
Total		Emerson	147.3	181.8	238.3	266.3	348.1	386.2	405.5	354.3	239.8	189.5	148.2	103.2	64.7	21.2		568 9
																		3092.4
Canadian-Montana	GL-5	Cardston																
	GL-17	-																
	GL-25	-																
	GL-36	-	1 7															1 7
	GL-53	-																
	GL-52	Aden	1 2	7 0	7 0	6 9	6 9	1 2										30 2
	GL 72	-						6 0	8 2	9 2	6 1	3 1						32 6
Total		Cardston/Aden	2.9	7.0	7.0	6.9	6.9	7.2	8.2	9.2	6.1	3.1						64.5
Columbia	GL-54	Monchy																
	GL-74	-				9 7	11 1	2 3										23 1
Consolidated	GL-61	-						11 4	15 6	17 5	11 7	5 8						62 0
	GL-75	-	9 9	22 2	32 2	37 8	27 2											129 3
Pan-Alberta	GL-58	-						21 0	22 3									43 3
	GL-62	-	127 3	124 9	140 5	78 1	149 1	218 6										838 5
	GL-66	-				78 1	38 3											116 4
ProGas	GL-56	-							257 2	269 1	195 2	98 6						840 1
	GL 79	-	11 3	32 6	66 5	70 0	63 0											243 4
Westcoast	GL-41	-						21 0	10 5									31 5
	GL-94	-				10 7	14 4	15 5	16 5									57 1
										17 3	17 8	17 3						52 4
Total		Monchy	148.5	179.7	239.2	284.4	303.1	289.8	322.1	323.8	224.7	121.7						2437.1
ICG	GL-28	Sprague	3	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3			38
	GL-29	Fort-Frances	5 6	4 1	5 7	6 1	6 5	7 0	7 4	7 4	7 4	7 4	7 4	7 4	7 4			88
Total		ICG	8.9	4.3	8.0	6.4	6.8	7.3	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7			80.6

Tableau A6-14 (suite)

Société	Licence	Point de livraison	1982/83	1983/84	1984/85	1985/86	1986/87	1987/88	1988/89	1989/90	1990/91	1991/92	1992/93	1993/94	1994/95	1995/96	1996/97	Total
Niagara Gas	GL-6	Cornwall	1.4															1.4
	GL-55	"	4.8	7.2	7.5	8.5	8.8											36.8
	GL-78	"						8.8	8.8	9.3	6.2	3.1						36.2
Total		Cornwall	**6.2**	7.2	7.5	8.5	8.8	8.8	8.8	9.3	6.2	3.1						74.4
Westcoast	GL-41	Huntingdon	85.3	60.2	110.0	140.5	189.1	204.4	223.2									1012.7
	GL-93	"								112.2	113.2	115.2	81.9	54.6	27.3			504.4
	GL-94	"								112.3	56.3							168.6
Total		Huntingdon	**85.3**	60.2	110.0	140.5	189.1	204.4	223.2	224.5	169.5	115.2	81.9	54.6	27.3			1685.7
TransCanada	GL-19	Philipsburg	4.7	6.2	6.2	6.2	6.2	6.2	6.2									41.9
Dome	GL-76	Grassy Point						66.6	124.1	148.7	156.6	165.0	166.6	166.6	166.6	166.6	166.6	2083.2 (4)
Total pour l'ensemble des licences			**751.0**	781.4	996.1	1133.1	1523.2	1655.7	1844.8	1843.5	1443.3	1083.0	796.3	527.7	366.5	234.9	171.0	16630.3 (4)

(1) L'année de la licence débute en novembre et se termine en octobre
(2) La provision exclut la licence de combustible GL-43 et les licences GL-64 et GL-92 de Union Gas pour l'exportation de GNS
(3) Valeur calorifique du gaz (MJm^3) - Huntingdon à 39.10, Grassy Point, à 38.20, Aden à 36.06 et pour tous les autres points de livraison à 37.65
(4) La licence GL-76 de Dome poursuite jusqu'à 2000/20001

Avant-propos

L'Office national de l'énergie (ONÉ) a été créé par une Loi du Parlement en 1959. Aux termes de la Loi sur l'Office national de l'énergie, les pouvoirs de réglementation de l'ONÉ mettent en jeu la délivrance de licences pour les exportations de pétrole, de gaz et d'électricité, la délivrance de certificats de commodité et de nécessité publiques pour les pipelines interprovinciaux et internationaux, les lignes internationales de transport d'électricité et l'établissement de droits justes et raisonnables pour les pipelines relevant de la compétence fédérale. La Loi exige aussi que l'Office passe en revue les perspectives de l'offre canadienne de toutes les grandes sources d'énergie, y compris l'électricité, le pétrole et le gaz naturel ainsi que leurs sous-produits, de même que celles de la demande d'énergie canadienne, au Canada et à l'étranger.

Depuis sa création, l'Office a établi et mis à jour des prévisions de l'offre et des besoins d'énergie, et a, de temps en temps, publié des rapports sur ces prévisions après avoir obtenu les points de vue des parties intéressées. Le plus récent de ces rapports a été publié en juin 1981. Depuis les perspectives des marchés d'énergie ont changé et se sont traduites par une modification des perceptions de l'avenir des prix de l'énergie, de l'activité économique, de la disponibilité des approvisionnements énergétiques et des modifications des politiques gouvernementales.

À la lumière de ces changements et du besoin concomitant de réévaluer les perspectives d'avenir, l'Office a invité, en octobre 1983, les gouvernements provinciaux, l'industrie, les principaux consommateurs d'énergie et les groupes d'intérêt public représentant un vaste échantillon du monde de l'énergie, à l'aider à établir une mise à jour des prévisions à long terme de 1981 sur l'offre et la demande d'énergie au Canada. À cette occasion, on a demandé au personnel de l'Office d'établir un rapport sans que les membres de l'Office n'aient à tenir une audience officielle comme cela avait été le cas auparavant. Environ 65 mémoires écrits ont été reçus et passés en revue au début de 1984. L'Office remercie sincèrement tous ceux qui ont contribué aux travaux du personnel dans l'établissement de ces séries de prévisions. Il espère que les lecteurs disposeront d'une revue utile des perspectives énergétiques du pays.

Ce rapport fournit des informations détaillées sur les hypothèses, méthodologies et résultats de l'analyse de l'offre et de la demande d'énergie au Canada. Les interprétations et les conclusions présentées sont, naturellement, celles du personnel de l'Office. On peut obtenir le Rapport sommaire en communiquant avec le Secrétaire de l'Office, 473, rue Albert, Ottawa (Ontario) K1A 0E5.

Table des matières

Chapitre 1
Introduction 1

Chapitre 2
Établissement des prix de l'énergie et hypothèses macro-économiques 5
2.1 Prix intérieurs de l'énergie 5
2.2 Prix mondiaux du pétrole 6
2.3 Hypothèses démographiques et macro-économiques 8

Chapitre 3
La demande d'énergie à titre d'utilisation finale 13
3.1 Secteur résidentiel 14
3.2 Secteur commercial 15
3.3 Secteur industriel 16
3.4 Utilisation d'hydrocarbures à des fins non énergétiques 17
3.5 Secteur des transports 19
3.6 Demande totale d'énergie aux fins d'utilisation finale 20

Chapitre 4
Demande d'énergie dans les secteurs d'utilisation finale, par forme d'énergie et par région 25
4.1 Formes d'énergie de remplacement 25
4.2 Concurrence entre les combustibles sur les marchés énergétiques régionaux 28
4.3 Demande globale d'utilisation finale par combustible 35

Chapitre 5
Électricité 39
5.1 Demande globale d'électricité 40
5.2 Capacité de production et production d'énergie par région 41
5.3 Conséquences possibles pour la capacité de production au Canada 49
5.4 Combustibles primaires utilisés pour produire l'électricité 51

Chapitre 6
Gaz naturel 55
6.1 Offre en gaz naturel 55
6.2 Exportations de gaz naturel 62
6.3 Demande primaire de gaz naturel 65
6.4 Bilan de l'offre et de la demande 66

Chapitre 7
Pétrole brut et équivalents 69
7.1 Offre du pétrole brut et équivalents 69
7.2 Demande primaire de pétrole 79
7.3 Besoins de charge d'alimentation des raffineries 80
7.4 Bilan de l'offre et de la demande 83

Chapitre 8
Liquides du gaz naturel 87
8.1 Offre de liquides du gaz naturel 87
8.2 Demande de liquides du gaz naturel 90
8.3 Bilan de l'offre et de la demande 90

Chapitre 9
Charbon 93
9.1 Offre d'énergie provenant de la houille 93
9.2 Demande primaire de houille 94
9.3 Bilan de l'offre et de la demande 94

Chapitre 10
Sources et utilisations d'énergie primaire 97
10.1 Prévisions de la demande d'énergie primaire et de la production 100
10.2 Exportations nettes d'énergie 100
10.3 Perspectives internationales 102

Chapitre 11
Conclusions 105

Listes des annexes A-1

Index des termes A-211

CHAPITRE 1

INTRODUCTION

Les projections de l'offre et de la demande d'énergie au Canada, comme ailleurs, ont changé fréquemment et de façon importante au cours des dernières années. Les modifications apportées aux perspectives relatives aux marchés d'énergie reflètent les modifications des perceptions des analystes quant à l'avenir des prix mondiaux du pétrole et de l'activité économique. Au Canada, la perception des perspectives des marchés énergétiques a également été influencée par les importants changements qui se sont produits au chapitre de la politique énergétique.

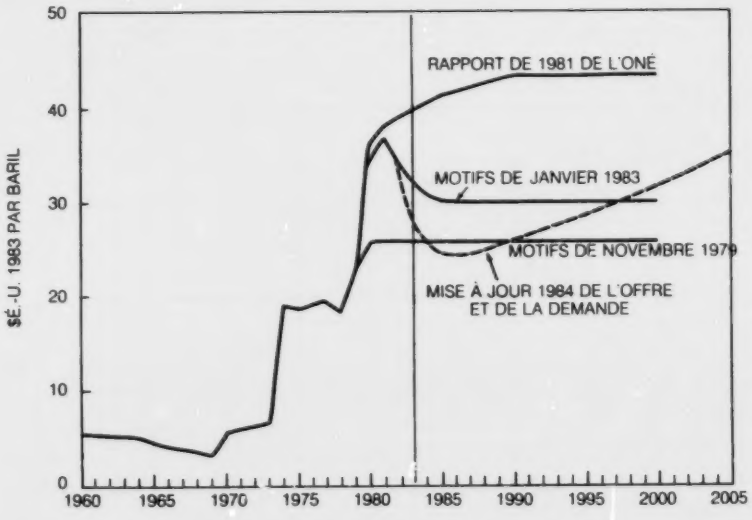
La figure 1-1 illustre à quel point les perceptions relatives aux futurs prix mondiaux du pétrole, variable clef dans la préparation des projections de l'offre et de la demande, ont changé depuis 1979. Au cours des deux années écoulées entre la diffusion des Motifs de décision de novembre 1979[1] et celle du rapport de l'ONÉ 1981, le prix mondial prévu pour l'an 2000, a augmenté d'environ 18 $ le baril (en dollars américains constants de 1983), soit une augmentation de près de 70 pour cent. En ce qui concerne les deux dernières années, les marchés internationaux du pétrole ont été caractérisés par d'importants approvisionnements excédentaires, et plusieurs analystes prévoient que les taux de croissance des prix mondiaux du pétrole seront modestes d'ici la fin du siècle.

Les projections relatives à l'activité économique ont également varié considérablement au cours des dernières années.

Le tableau 1-1 montre que le niveau prévu du produit national brut réel au Canada (PNB) en l'an 2000 a diminué de façon régulière dans les rapports successifs de l'Office, passant de 785 milliards de dollars dans les Motifs de décision de novembre 1979 à 645 milliards de dollars dans ceux de janvier 1983. Actuellement, nous prévoyons que le PNB atteindra 670 milliards en l'an 2000.

Le chapitre 2 traite plus en détail de ces questions. Nous voulons seulement souligner ici qu'étant donné ce genre d'incertitudes dans les hypothèses sous-jacentes aux analyses du marché de l'énergie, il n'est pas surprenant que les résultats de ces dernières soient tout aussi incertains.

Figure 1-1
Prix moyen du pétrole importé
Hypothèses récentes de l'ONÉ



[1] Décision relative à l'audience générale sur les exportations de gaz 1979. Pour de plus amples détails voir l'annexe 1.

Tableau 1-1
Projections du PNB en 2000

(Milliards de dollars de 1983)

Motifs de décision, novembre 1979	785
Rapport de l'ONÉ 1981	710
Motifs de décision, janvier 1983	645
Mise à jour de l'offre et de la demande 1984	670

Les mémoires présentés à l'Office indiquent que les opinions sont toujours très partagées en ce qui concerne l'évolution probable des prix mondiaux du pétrole et de l'activité économique. De plus, certaines analyses étaient fondées sur l'hypothèse que des modifications à la politique énergétique nationale auraient des répercussions sur l'offre ou la demande future.

À la lumière de cette vaste gamme d'opinions, il serait indésirable et fallacieux d'essayer de fonder notre analyse sur une seule estimation de l'offre et de la demande d'énergie au Canada jusqu'à l'an 2005. Il importe clairement d'avoir un cas de référence qui, une fois toute la preuve étudiée, y compris celle des mémoires, donne les grandes lignes de notre évaluation du profil le plus vraisemblable de l'évolution de l'offre et de la demande. Étant donné les incertitudes inévitables, il est toutefois tout aussi important d'évaluer la gamme vraisemblable des résultats en ce qui concerne l'offre et la demande de différents types d'énergie.

Dans l'élaboration de notre cas de référence et la détermination de ce qui semble constituer des limites supérieures et inférieures raisonnables de vraisemblance, nous avons, en général, supposé que les politiques existantes ne seront pas modifiées au cours de la période des projections. Il s'agit d'une hypothèse commune à la plupart des analyses de ce genre; elle traduit simplement le fait que nous ne sommes ni en train de déterminer la

meilleure politique énergétique ni d'évaluer explicitement la justesse de la politique existante. Il se peut fort bien, toutefois, que les résultats de notre analyse entraînent une réévaluation des politiques existantes.

Il faut tenir compte de plusieurs facteurs dans l'évaluation des perspectives de l'offre et de la demande d'énergie. Les prix de l'énergie et l'activité économique, autant présents que prévus, auront une influence importante sur les résultats obtenus. Nous avons donc évalué les répercussions probables sur les marchés de l'énergie au Canada des prix mondiaux du pétrole et de l'activité économique, beaucoup plus élevés dans un cas et plus bas dans l'autre que ceux qui ont servi dans le cas de référence. Il est beaucoup plus difficile de quantifier les autres sources d'incertitude. Par exemple, les incidences des prix relatifs de l'énergie et de l'activité économique sur l'offre et la demande d'énergie sont incertaines et, en ce qui concerne l'offre de pétrole et de gaz, la dimension et l'emplacement des ressources non découvertes sont encore problématiques.

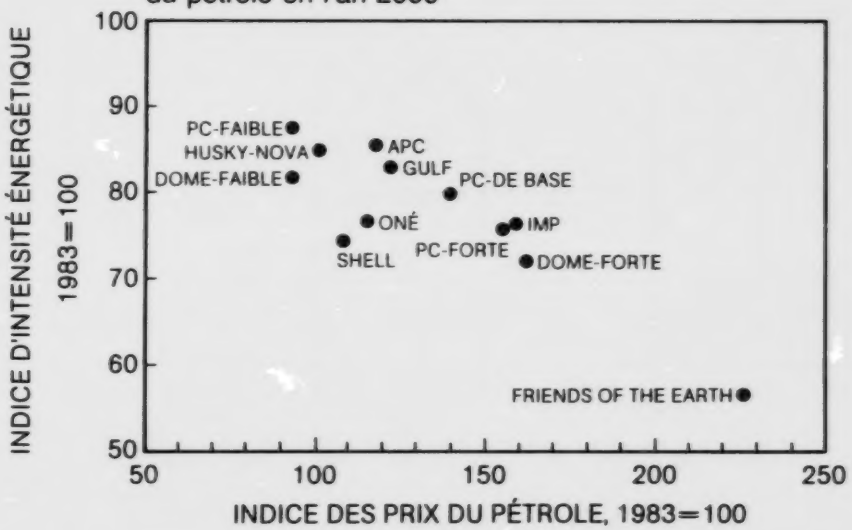
Jusqu'à un certain point, cette incertitude ne peut être résolue qu'après coup. Cela est fondamentalement vrai au point de vue géologique, mais nos connaissances et expériences relatives à la réaction de l'offre et de la demande d'énergie aux prix de l'énergie sont également limitées. Les prix de l'énergie ont été relativement bas et stables pendant plusieurs années avant 1973, et, au Canada, ils ont augmenté plus lentement et plus graduellement au cours des dix dernières années que dans plusieurs autres pays. Par conséquent, notre expérience de l'augmentation des prix de l'énergie et notre expérience de l'amplitude de l'évolution des prix de l'énergie est relativement limitée et il nous est donc difficile d'en évaluer les répercussions sur les marchés d'énergie.

Les mémoires présentés pour cette mise à jour nous ont servi à illustrer la gamme d'opinions existantes tant sur la répercussion des prix sur les marchés d'énergie que sur le potentiel géologique. La figure 1-2 donne le calcul de l'utilisation d'énergie par dollar de PNB réel en l'an 2000 découlant des projections présentées par divers intervenants (indexées pour 1983) et la compare avec le prix mondial du pétrole découlant des projections des mêmes intervenants pour l'an 2000 (également indexées pour 1983). La figure 1-3 montre les approvisionnements prévus de pétrole provenant de l'ouest du Canada en l'an 2000 selon divers intervenants, et les compare au prix mondial du pétrole (indexé pour 1983) prévu par ces mêmes intervenants pour l'année 2000.

La figure 1-2 suggère, comme il fallait s'y attendre, que plus le prix mondial du pétrole supposé en l'an 2000, ou l'intensité d'utilisation, est élevé, plus bas sera l'usage énergétique, par dollar de PNB. Cette figure indique également que même entre les intervenants dont les prévisions des prix mondiaux de pétrole étaient généralement semblables, on trouve des différences importantes dans les évaluations de l'évolution de l'intensité d'utilisation de l'énergie au Canada. L'Association pétrolière canadienne (APC), d'une part, a prévu un prix mondial du pétrole plus élevé que celui de Husky/NOVA, mais les deux prévisions de l'intensité d'utilisation d'énergie en l'an 2000 sont virtuellement identiques; d'autre part, l'estimation de l'intensité d'utilisation de l'énergie présentée par Shell est relativement plus basse que celle de Husky/NOVA, en dépit de ce que les profils des prix mondiaux du pétrole prévus par ces deux sociétés soit généralement similaires.

La figure 1-3 montre que, quoique les projections d'approvisionnement en pétrole de l'ouest du Canada aient tendance à augmenter parallèlement aux hausses prévues du prix, un certain nombre des mémoires comportant des différences importantes dans les prévisions des prix mondiaux du pétrole contiennent néanmoins des projections d'approvisionnement en

Figure 1-2
Intensité énergétique* et prix mondial du pétrole en l'an 2000



*Terajoules par dollar de PNB réel

pétrole très semblables. Cela reflète sans doute les évaluations différentes du potentiel géologique présentées par les intervenants.

Les fourchettes plausibles de l'offre et de la demande d'énergie contenues dans ce rapport devraient être interprétées comme traduisant les bornes à l'intérieur desquelles l'offre et la demande se situeront probablement au cours de la période des projections, compte tenu de toutes les sources d'incertitudes et des informations disponibles en ce moment.

Dans l'élaboration de nos estimations, nous avons tenté d'incorporer le plus grand nombre d'informations possible en utilisant une gamme d'outils analytiques et un discernement judicieux. Ainsi, quoique dans plusieurs cas nos estimations aient été effectuées en utilisant des modèles statistiques globaux, ces résultats ont été modifiés à la lumière d'une analyse descriptive et d'expertise judicieuse fondée en partie sur des discussions détaillées avec des représentants du monde de l'énergie.

Grandes lignes du rapport

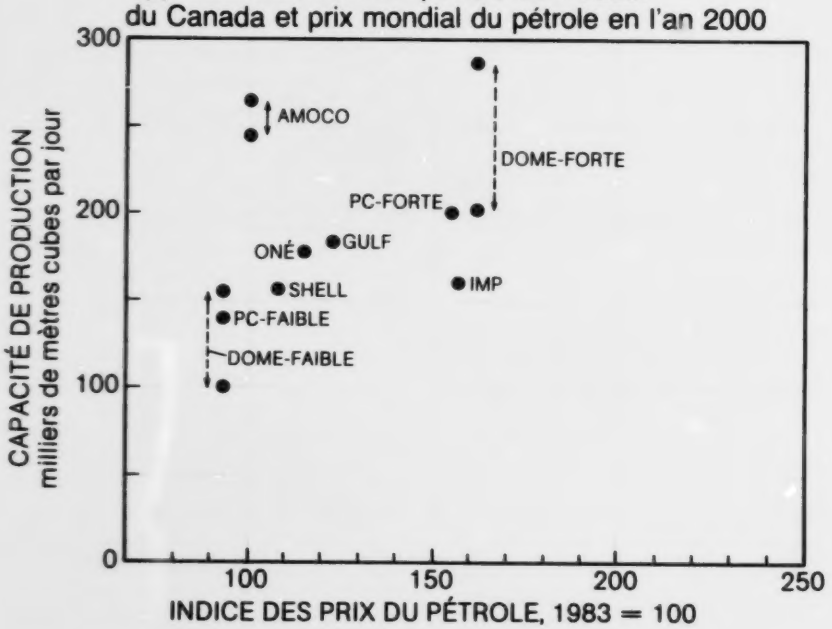
Le rapport établit d'abord les hypothèses de base sous-jacentes aux projections. Le chapitre 2 explique les hypothèses d'établissement des prix de l'énergie utilisées dans le cas de référence et la fourchette de prix servant à en évaluer la sensibilité. Le chapitre décrit aussi les hypothèses démographiques et macro-économiques.

L'analyse de la demande totale d'énergie fait l'objet du chapitre 3 pour chaque secteur d'utilisation ultime de consommation tandis que le chapitre 4 évalue à quel point les différentes sources d'énergie, y compris l'apport éventuel d'autres sources telles que la biomasse et l'énergie solaire, pourrait répondre à la demande des derniers utilisateurs ultimes.

Ayant établi les niveaux probables de demande au pays, le rapport étudie ensuite, pour chaque produit énergétique, l'aptitude des sources nationales d'énergie à satisfaire la demande prévue. Le chapitre 5 étudie les répercussions de la demande d'électricité sur la capacité de production, la production d'énergie et les excédents possibles disponibles à l'exportation. Le chapitre 6 étudie les réserves de gaz naturel, la possibilité de livraison et l'aptitude des approvisionnements à répondre aux besoins nationaux prévus et aux exportations prévues. Le chapitre 7 étudie les réserves et la capacité de production de pétrole brut léger et lourd en termes de besoins de charge d'alimentation des raffineries au pays. L'offre et l'équilibre entre l'offre et la demande des liquides du gaz naturel font l'objet du chapitre 8, tandis que le chapitre 9 traite brièvement de l'offre et de la demande de charbon.

Le chapitre 10 contient un résumé des sources et utilisations de l'énergie primaire. Le chapitre 11 expose nos principales conclusions.

Figure 1-3
Approvisionnement de pétrole de l'Ouest du Canada et prix mondial du pétrole en l'an 2000



CHAPITRE 2

ÉTABLISSEMENT DES PRIX DE L'ÉNERGIE ET HYPOTHÈSES MACRO-ÉCONOMIQUES

L'offre et la demande d'énergie sont influencées par de nombreux facteurs, dont certains se rattachent à une forme particulière d'énergie, tandis que d'autres sont plus généraux. Dans cette dernière catégorie, les prix relatifs des produits énergétiques et à d'autres biens et services, ainsi que le niveau de l'activité économique, sont des considérations essentielles. Étant donné que les hypothèses à propos des niveaux et des variations de ces variables touchent toutes les formes d'énergie et tous les secteurs d'utilisation ultime, nous exposons dans ce chapitre nos hypothèses sur l'évolution des prix de l'énergie et de l'activité économique ainsi que leur répartition selon les industries et les régions.

Les mouvements du prix d'un bien ou d'un service par rapport à ceux des autres biens et services se traduisent par un effet de substitution au service dont le prix a augmenté. Comme la réaction aux variations de prix fait fréquemment intervenir le passage d'une forme de bien de capital à une autre (qu'il s'agisse d'une chaudière dans une maison ou d'un procédé de production industrielle), la réaction de la demande d'énergie aux prix tend à se concrétiser de façon relativement lente dans le temps et, par conséquent, est moins directement évidente que l'impact sur la demande d'énergie d'un changement dans l'activité économique. Ce dernier exerce son influence directement; une variation du niveau de la production de biens et de services se traduit rapidement par une variation de l'énergie nécessaire pour une utilisation finale.

Notre analyse s'attache plus particulièrement à l'évaluation des tendances à plus long terme que l'on discerne dans les marchés énergétiques plutôt qu'à la prédiction de l'évolution la plus probable d'une année sur l'autre de l'offre et des besoins d'énergie. Notre cas de référence fait partie d'un certain nombre d'évolutions plausibles, et il y aura des fluctuations d'une année sur l'autre des variables sous-jacentes, telles que les prix et le PNB, et des variables du marché de l'énergie que notre analyse ne va pas saisir, et pour lesquelles elle n'est pas d'ailleurs prévue. La zone de plausibilité que nous avons identifiée pour l'offre et la demande d'énergie traduit les incertitudes reliées à un vaste éventail de facteurs. Afin d'évaluer la largeur probable de cette zone, nous avons été aidés par une évaluation de l'impact sur l'offre et la demande d'autres paramètres, tels que les hypothèses élevée et basse des prix de l'énergie, en particulier des prix mondiaux du pétrole, et du PNB réel.

Les parties 2.1 et 2.2 présentent les hypothèses que nous avons utilisées pour les prix intérieurs de l'énergie et les prix mondiaux du pétrole, tandis que la partie 2.3 aborde nos hypothèses de l'évolution des facteurs démographiques et économiques.

2.1 Prix intérieurs de l'énergie

Les prix de l'énergie assumés par les utilisateurs ultimes sont déterminés par un grand nombre de facteurs divers qui dépendent du type de combustible utilisé:

- Les prix des produits pétroliers raffinés au point de livraison sont influencés fortement par les prix mondiaux du pétrole brut, par les politiques intérieures d'établissement de prix et de l'impôt, par le coût du transport jusqu'aux centres de raffinage et par les coûts de raffinage et de distribution.

- Le prix de gros du gaz naturel qui entre sur le marché interprovincial, à l'est de la frontière albertaine, est établi par le gouvernement fédéral en vertu des modalités de la Loi sur l'Administration de l'énergie, alors que le prix du gaz produit dans une province pour vente et consommation finale au sein de cette dernière relève de l'administration provinciale correspondante. Les prix de gros au Canada comprennent également les taxes fédérales et les coûts du transport jusqu'aux distributeurs. Les prix pour les derniers utilisateurs comprennent, en plus, les coûts de la distribution et peuvent varier selon les utilisateurs, suivant les pratiques d'établissement des prix des services publics et les autres politiques gouvernementales. On peut citer, comme exemple dans ce cas, l'entente récente conclue entre l'administration fédérale et celle de l'Alberta sur un plan d'encouragement des prix destiné à maintenir et à stimuler les ventes de gaz de l'Alberta sur les marchés industriels à l'est de la province au cours des trois prochaines années.

- Les prix de l'électricité sont déterminés par les coûts de construction, de production, de transport et de distribution, ainsi que par les réglementations fédérales et provinciales. Les prix sont déterminés par les autorités provinciales et locales et peuvent varier selon les utilisateurs finals suivant les pratiques d'établissement des prix des services publics. Ainsi, au cours des dernières années, les services d'électricité du Québec, de l'Ontario et de la Colombie-Britannique ont mis en place des barèmes incitatifs de prix destinés à accroître la vente d'électricité aux utilisateurs industriels de ces provinces.

Lors de l'analyse effectuée pour le présent rapport, nous avons supposé que les politiques fédérales et provinciales existantes se rapportant à l'établissement des prix et à la fiscalité du pétrole brut, des produits pétroliers ainsi que du gaz naturel vont demeurer en vigueur pendant toute la période de projection. Cette hypothèse signifie que le coût d'acquisition du pétrole brut canadien à la raffinerie sera une moyenne pondérée du volume de l'ancien pétrole classique à 75 pour cent du prix mondial et du nouveau pétrole au prix mondial intégral sur une base de qualité équivalente. Pour cette raison, les prix moyens du pétrole brut canadien au cours de la période de projection demeurent entre 90 à 95 pour cent du coût du pétrole brut importé de qualité semblable.

Cette hypothèse signifie également que, dans le cas des marchés à l'est de l'Alberta, le prix de gros du gaz naturel va demeurer à long terme à un niveau égal approximativement à 65 pour cent du coût d'acquisition par la raffinerie du pétrole brut sur une base d'équivalence énergétique. Suivant la politique provinciale actuelle, le prix de gros du gaz naturel en Colombie-Britannique est progressivement augmenté pour atteindre le niveau cible de 65 pour cent du coût énergétique équivalent du pétrole brut à la raffinerie de Vancouver en 1990. Après 1990, nous avons supposé que le ratio du prix du gaz naturel/pétrole va demeurer à 65 pour cent. Pour l'Alberta, nous avons supposé que le prix de gros du gaz va

demeurer pendant toute la période étudiée à environ 40 pour cent du coût d'acquisition à la raffinerie d'Edmonton du pétrole brut sur une base d'équivalence énergétique.

Les hypothèses sur l'évolution future des prix de l'électricité sont plus problématiques. Les prix seront fortement influencés non seulement par le coût des installations existantes et nouvelles et par les réglementations provinciales, mais également par le mécanisme d'établissement des prix des services publics d'électricité destiné à éliminer la capacité excédentaire existante et à maintenir la concurrence de l'électricité par rapport aux autres combustibles. Le scénario de prix retenu ici traduit les intentions avouées des services publics d'électricité pour le relèvement des tarifs à moyen terme, et suppose que les prix réels demeureront essentiellement constants à long terme.

Les implications des hypothèses décrites ci-dessus pour les prix relatifs de différents combustibles au niveau de l'utilisation finale sont examinées au chapitre 4.

2.2 Prix mondiaux du pétrole

L'extraordinaire flambée du prix du pétrole déclenchée par l'embargo pétrolier arabe de 1973-1974 et par la révolution iranienne de 1978 devait entraîner un certain nombre d'événements qui ont des répercussions énormes sur les marchés pétroliers internationaux et, de façon plus générale, sur les marchés mondiaux de l'énergie et l'économie mondiale.

Les dix années qui se sont écoulées depuis le premier choc pétrolier peuvent être divisées en deux périodes distinctes: a) les années entre le premier et le deuxième choc pétrolier, 1973-1979, caractérisées par la domination de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP) sur la production et le commerce mondiaux du pétrole, et b) la période qui va du deuxième choc pétrolier jusqu'à nos jours, et qui se caractérise par une baisse spectaculaire de la demande mondiale de pétrole.

La prise de conscience par les pays consommateurs, au lendemain de l'embargo pétrolier arabe de 1973-1974, que le pétrole pouvait servir aux principaux producteurs non seulement comme moyen de réalisation de leurs aspirations économiques, mais également de leurs visées politiques, devait se traduire par une appréhension générale à propos de la sécurité des approvisionnements essentiels en provenance des pays de l'OPEP. Ces craintes se sont trouvées aggravées par le fait que la croissance de la demande mondiale de pétrole a repris vivement lorsque l'économie mondiale est sortie de la récession de 1974-1975. Un tel comportement de la demande semblait confirmer l'opinion, largement répandue à l'époque, que la demande de pétrole a tendance à être très sensible aux fluctuations de l'activité économique, mais très peu sensible aux variations des prix du pétrole.

Par conséquent, l'idée selon laquelle, dans un monde caractérisé par des sources de pétrole s'amenuisant sans cesse et qui sont peu sûres, la production de pétrole ne pouvant visiblement pas suivre la forte augmentation de la demande imputable à la croissance de l'économie mondiale, devait pousser la plupart des analystes à prévoir une tendance continue à une forte augmentation des prix du pétrole à long terme.

L'augmentation des prix mondiaux et les prévisions selon lesquelles cette augmentation se poursuivrait dans le futur devaient à leur tour se traduire par des efforts systématiques pour réduire la dépendance des pays consommateurs de sources de pétrole chères et peu sûres. Un grand nombre de pays ont mis en place d'importants programmes d'économies d'énergie et de remplacement du pétrole, et d'importants projets d'investissement ont été entrepris afin de trouver d'autres sources d'énergie.

L'économie mondiale n'avait pas entièrement absorbé le premier choc pétrolier lorsque la deuxième vague de fortes augmentations de prix s'est produite en 1979-1980. Les augmentations de prix ont amélioré davantage la rentabilité des sources d'énergie mises en valeur hors de l'OPEP, ont accéléré le déclin des biens et services à fort contenu énergétique et ont encouragé de nouveaux efforts pour économiser l'énergie et substituer d'autres formes d'énergie au pétrole. Le deuxième choc pétrolier devait également contribuer à précipiter l'économie mondiale dans sa récession la plus grave depuis la dépression des années 30.

Le résultat net de tous ces événements a été un brusque renversement de la tendance de la demande mondiale de pétrole. Entre 1979 et 1983, la consommation de pétrole dans les pays industrialisés a baissé environ de 20 pour cent et est demeurée pratiquement inchangée dans les pays en développement.

La réduction structurelle et cyclique de la demande de pétrole devait se traduire par un changement appréciable du bilan énergétique mondial dans lequel le pétrole en général, et le pétrole OPEP en particulier, a systématiquement perdu du terrain. La part OPEP du commerce mondial du pétrole s'est trouvée réduite davantage par les tentatives d'un certain nombre d'exportateurs pétroliers hors OPEP de prendre une part de plus en plus grande d'un marché qui allait en se rétrécissant. Entre 1979 et 1983, la production de l'OPEP a baissé de quelque 40 pour cent, et en 1983 elle ne représentait plus qu'un tiers de la production mondiale totale, comparativement à plus de la moitié en 1973. Au cours de la même période, la part de l'OPEP du commerce mondial de pétrole est tombée d'environ 90 pour cent en 1973 à quelque 60 pour cent.

À la suite de ces changements, le pétrole est devenu de plus en plus le combustible marginal de toutes les formes d'énergie, et l'OPEP, le fournisseur marginal de combustible sur les marchés mondiaux de l'énergie.

L'érosion continue de la part du marché de l'OPEP, alors que plusieurs de ses membres faisaient face à de graves déficits fiscaux et externes ou à d'importantes dépenses militaires, a obligé l'Organisation à couper ses prix de cinq dollars en mars 1983 et à contrôler la production de façon à maintenir les prix au-dessus du niveau des cours d'équilibre du marché.

En plus de l'excédent mondial de pétrole, il y a eu d'importants surplus de gaz naturel et d'électricité en Amérique du nord et dans un certain nombre de pays d'Europe occidentale.

Notre analyse repose sur le postulat que les prix futurs du pétrole seront déterminés à la fois par la demande et par l'offre. Nous n'avons pas essayé de tenir compte des perturbations de l'offre, non parce que nous pensions qu'il n'y en aurait pas, mais parce qu'il est pratiquement impossible de prévoir quand elles se produiront et quelles en seraient les incidences.

Le but de l'analyse est d'essayer de trouver une fourchette plausible des prix du pétrole à long terme. Nous n'avons pas essayé de mettre au point une prévision des prix probables année par année. Ces prix seront fortement influencés par des variations de la demande imputables aux fluctuations cycliques de l'activité économique, aux changements de comportement des stocks, aux fluctuations climatiques et à d'autres facteurs à court terme.

La demande de pétrole va dépendre de l'évolution de la croissance économique mondiale et de la mesure dans laquelle les énormes augmentations de prix de la décennie écoulée vont entraîner une réduction permanente de la quantité de pétrole consommée par unité d'activité économique, de revenus ou de production. L'approvisionnement de pétrole dépend de l'évolution future des découvertes à l'extérieur de l'OPEP et, au sein de l'OPEP même, de l'attitude des pays membres à l'égard de leurs politiques de production et d'établissement des prix. Cette attitude est, à son tour, conditionnée par leurs besoins en recettes, par leur capacité de production et par l'évolution politique du Moyen-Orient.

Fortement influencés par les événements des dernières années, les observateurs du marché insistent désormais davantage sur la demande dans leurs analyses de l'évolution future des prix. Compte tenu de la situation actuelle des marchés, il n'est guère surprenant que les opinions sur les prix du pétrole au cours du reste de la décennie ont tendance à se justifier davantage par les attentes à propos de l'évolution de la demande que de celle de l'offre.

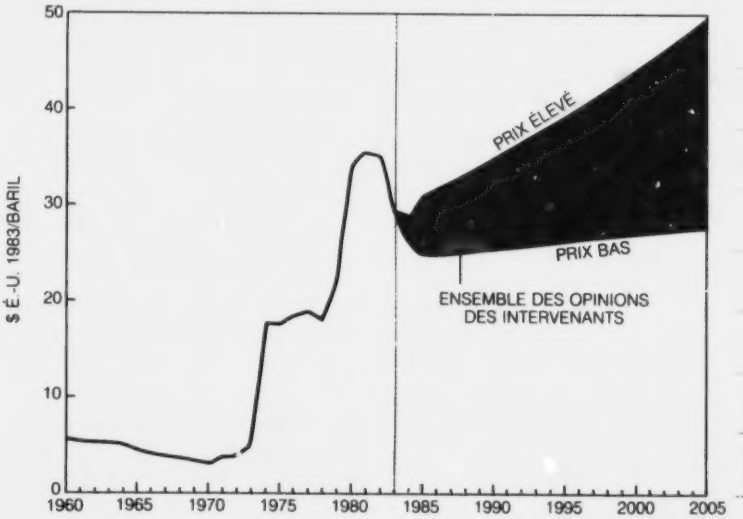
Les présentations faites à l'Office dans le cadre de cette mise à jour révèlent qu'il y a un éventail appréciable d'opinions sur l'évolution probable des prix mondiaux du pétrole. La figure 2-1 présente l'ensemble des hypothèses utilisées. Pour le reste des années 80, les projections vont d'une baisse de prix de 2 pour cent par an en termes réels à des augmentations moyennes de 3 pour cent par an. Après 1990, les projections vont de prix réels constants à des augmentations pouvant atteindre 5 pour cent par an. Les projections des déposants sont résumées au tableau A2-1 de l'annexe 2. Il est clair que des personnes raisonnables peuvent évaluer la fermeté relative des facteurs d'offre et de demande déterminant les prix de manière fort différente.

Les déposants qui s'attendent à de nouvelles pressions à la hausse sur les prix ont tendance à être influencés par une vision optimiste de la croissance économique mondiale, en particulier de celle des pays en développement. Par contre, d'autres déposants sont moins sûrs de la possibilité pour les prix réels de regagner un jour le terrain perdu au cours des deux dernières années, car selon eux le lien entre la demande d'énergie et la croissance économique sera beaucoup plus faible que dans le passé. On convient en général, cependant, qu'il est extraordinairement difficile d'évaluer la mesure dans laquelle l'Arabie Saoudite, qui est le producteur principal, serait disposée à augmenter la production advenant une augmentation de la demande.

À notre avis, le profil de prix le plus vraisemblable à retenir pour les quatre prochaines années est celui dans lequel:

- Le prix de vente officiel du brut étalon de l'OPEP demeure constant en termes nominaux en 1984 et 1985 à son niveau actuel de 29 $ É.-U. le baril.
- Pour 1986 et 1987, le prix du brut étalon demeure constant en termes réels à son niveau de 1985, c'est-à-dire que le prix augmente suivant le taux d'inflation en 1986 et 1987.

Figure 2-1
Prix Mondiaux du pétrole



Source: tableau A2-1, annexe 2

Cette opinion repose sur l'hypothèse que le marché mondial du pétrole sera caractérisé par une offre excédentaire pendant encore un certain temps:

- Le marché a actuellement une capacité excédentaire de quelque 10 à 12 millions de barils par jour.
- La croissance économique mondiale sera probablement modérée en moyenne au cours des prochaines années, alors que les gouvernements des pays industrialisés s'efforceront d'empêcher une reprise de l'inflation, que les États-Unis tenteront de résoudre le dilemme entre leurs politiques monétaires et fiscales et que les pays en développement seront limités par une croissance réduite de leurs exportations, ce qui, à son tour, signifie des problèmes persistants dans un grand nombre d'entre eux au niveau du service de leur dette extérieure.
- Il faudra encore un certain temps avant que le monde ne s'ajuste complètement au choc pétrolier de 1979-1980, et la demande d'énergie en général et de pétrole en particulier, sera par conséquent plus faible par rapport au PNB qu'elle ne l'a été traditionnellement dans le passé.

À plus long terme, les facteurs d'offre prennent de plus en plus d'importance. Selon les évaluations actuelles, on peut s'attendre à une croissance modérée seulement de l'offre de pétrole hors OPEP. Par conséquent, à mesure que le temps passe, la contribution de l'OPEP au commerce mondial du pétrole va probablement augmenter et la demande mondiale de pétrole va probablement exercer de plus en plus de pression sur la capacité productrice. Par conséquent, les prix du pétrole auront probablement tendance à augmenter plus rapidement à long terme que l'inflation.

La combinaison d'un taux de croissance de l'économie mondiale inférieur aux normes historiques à long terme et d'une réduction lente, mais continue, de l'utilisation du pétrole par unité de production permet de croire, cependant, que les pressions sur les prix mondiaux du pétrole ne seront probablement pas excessives. De fortes augmentations des prix mondiaux ne se poursuivront pas, à notre avis, pendant de longues périodes; elles se traduiraient par des réactions de l'offre et de la demande qui à leur tour limiteraient rapidement les augmentations, comme le montre l'expérience récente.

Ces considérations suggèrent qu'un scénario à long terme raisonnable pour notre cas de référence est celui dans lequel les prix du pétrole augmentent à un rythme dépassant de quelque 2 pour cent le taux d'inflation au cours des années 1990 et après. Nous aurions du mal à justifier ce choix par rapport à une autre possibilité où, par exemple, on utiliserait un taux de projection de 1 pour cent par an. Nous n'aurions, par contre, aucune difficulté à justifier notre cas préféré par rapport à ceux qui utilisent des augmentations projetées sensiblement plus élevées.

Bien que ce cas de référence constitue pour nous le profil vraisemblable pour les prix mondiaux du pétrole à l'heure actuelle, nous reconnaissons le fait que d'autres analystes qui évaluent ces mêmes facteurs peuvent arriver, et arrivent effectivement, à des conclusions sensiblement différentes, comme en témoigne le vaste éventail d'hypothèses présentées par les déposants. Nous considérons par conséquent qu'il est prudent d'évaluer l'impact sur les marchés de l'énergie d'une série de cas non improbables pour les prix mondiaux du pétrole. Comme les déposants représentent un important segment du monde énergétique, il est raisonnable d'adopter les limites supérieure et inférieure de la fourchette que représentent les opinions des déposants comme des scénarios de prix supérieur et inférieur délimitant un intervalle d'éventualités plausibles.[1]

Le tableau 2-1 présente les taux de variation des prix mondiaux du pétrole utilisés dans ces deux hypothèses, ainsi que ceux utilisés dans notre cas de référence.

Tableau 2-1
Prix mondiaux du pétrole

(Prix officiel du pétrole arabe léger 34° API)

	$É.-U. de 1983 le baril		Moyenne des taux annuels de croissances – Pourcentage		
	1983	1990	2005	1983-1990	1990-2005
Prix supérieur	29,54	35,00	50,00	2,5	2,4
Cas de référence	29,54	28,00	38,00	–0,8	2,0
Prix inférieur	29,54	26,00	28,00	–1,8	0,5

Source: Tableau A2-1, annexe 2.

2.3 Hypothèses démographiques et macro-économiques

La croissance à long terme de l'économie canadienne sera déterminée par deux ensembles de facteurs:

- Le taux de croissance, et la qualité de la main-d'oeuvre et du stock de capital.
- Un certain nombre de facteurs qui influencent le degré d'utilisation réelle de notre capacité de production.

Le premier ensemble de facteurs détermine la capacité productive potentielle de l'économie. Le taux de croissance et la qualité de la main-d'oeuvre dépendent essentiellement du taux de croissance démographique et du degré de participation à la main-d'oeuvre de la population enâge

[1] Lors de l'établissement de l'ensemble des opinions des déposants, le profil des prix retenus dans la présentation de Friends of the Earth a été exclu parce qu'il avait été préparé à une époque (1980) au cours de laquelle peu ou pas d'analystes prévoyaient une baisse appréciable des prix mondiaux du pétrole en termes réels. Par conséquent, l'hypothèse utilisée par Friends of the Earth ne prend pas en compte la baisse en termes réels des prix mondiaux du pétrole en 1982 et 1983, et pour cette raison a tendance à surestimer sensiblement le niveau des prix réels au cours de la période de projection.

de travailler. Réciproquement, le taux de croissance et la qualité du stock de capital, combinés à la qualité de la main-d'oeuvre et à la nature et au degré de progrès technologique, vont déterminer le sentier de croissance de la productivité, c'est-à-dire la quantité de biens et de services produits par travailleur.

Il est pratiquement certain que le taux de croissance de la population active sera moins élevé à l'avenir qu'au cours des vingt dernières années. La population en âge de travailler a augmenté à un rythme considérablement plus lent et, bien que les taux d'activité sur le marché du travail aient augmenté, il est peu probable que ceci sera suffisant pour compenser la baisse résultant d'un taux de croissance plus lent de la population. Les perspectives de croissance de la productivité sont beaucoup moins certaines. Après avoir augmenté à des taux annuels moyens d'environ 2,5 à 3 pour cent par an au cours des années 50 et 60, la productivité au Canada a progressé plus récemment à un rythme sensiblement inférieur.

Nous supposons que la croissance de la population va se poursuivre suivant une tendance à la baisse au cours de la période de projection. Ceci rend compte de l'idée que le taux total de fécondité va demeurer sensiblement en-dessous du niveau de remplacement de 2,1 enfants par femme en âge de procréer et que l'immigration nette va demeurer au niveau moyen d'environ 70 000 personnes par an observé au cours des dernières années. Pour cette raison, la population du Canada en 2005 va, selon les projections, atteindre 29 millions de personnes, soit une augmentation de 4 millions par rapport à son niveau actuel.

Deux forces motrices à la base de la forte croissance de la population active au cours des dernières années ont été l'arrivée sur le marché du travail de la cohorte de l'explosion démographique de l'après-guerre et l'augmentation spectaculaire du nombre de femmes cherchant un emploi à l'extérieur du ménage. La plupart des analyses des taux d'activité prévoient des augmentations continues de l'activité des femmes sur le marché du travail, bien qu'à un rythme inférieur à celui des années récentes. Ceci, combiné à des augmentations modestes des taux d'activité masculins, signifierait que, dans l'avenir, il est probable que le taux d'activité globale augmentera de façon plus modérée que par le passé.

Le ralentissement de l'augmentation de la population et des progressions modérées du taux d'activité total vont se traduire par un ralentissement de la croissance de la population active, de 1,8 pour cent environ par an au cours du restant des années 1980 à un pour cent au cours des années 1990 et après, comparativement à un taux moyen de 2,8 pour cent au cours des dix dernières années.

Nous avons supposé que la croissance de la productivité va se redresser en partie par rapport à son niveau très bas des dernières années, mais qu'elle ne va pas retrouver les taux relativement élevés des années 60. De sérieuses incertitudes subsistent à propos des causes du repli récent de la productivité. Ce dernier peut s'expliquer en partie par la croissance relativement faible de la demande après 1973, mais il semble que des facteurs plus fondamentaux soient intervenus également.

Dans le cas de référence, nous avons supposé que le taux de croissance tendanciel de la productivité de la main-d'oeuvre va être en moyenne de quelque 1,5 pour cent par an au cours de la période de projection, comparativement aux hypothèses de 1,6 pour cent, 1,2 pour cent et 1,1 pour cent par an retenues par Data Resources, Informetrica et l'Institute for Policy Analysis de l'Université de Toronto respectivement.[2] Beaucoup d'incertitudes entourent les perspectives de la croissance de la productivité. À long terme, la productivité de la main-d'oeuvre est de plus en plus dominée par les changements technologiques, domaine très difficile à évaluer et à projeter avec une certitude raisonnable.

En résumé, nous avons supposé qu'au cours des vingt prochaines années, le taux de croissance moyen de la production potentielle[3] mesuré approximativement par les tendances de la croissance de la population active de la productivité sera quelque peu inférieur à celui observé au cours des années 60 et 70, soit de l'ordre de 3 pour cent par an, contre 4,5 à 5 pour cent par an.

À l'heure actuelle, l'économie canadienne fonctionne à un niveau sensiblement inférieur à sa capacité potentielle de production, de sorte qu'au cours des prochaines années, elle a la possibilité de croître à un rythme sensiblement supérieur au taux de croissance potentiel à long terme.

Bien que la reprise après la récession de 1982 ait été appréciable au Canada, et encore plus forte aux États-Unis, il y a des incertitudes considérables quant à savoir si l'amélioration de la conjoncture économique va se poursuivre à un rythme suffisamment rapide au Canada à moyen terme pour réduire l'écart entre la capacité et la production et l'emploi réels.

Les gouvernements de tous les pays industrialisés s'inquiètent d'une reprise de l'inflation et sont, par conséquent, peu désireux de voir l'activité économique croître à un rythme trop rapide. Les taux d'intérêt aux États-Unis, au moment de la rédaction, sont élevés et à la hausse, influencés en cela par la politique de la Réserve fédérale et par les inquiétudes à propos des conséquences des importants déficits budgétaires à long terme de ce pays. De plus, la montée du protectionnisme parmi les pays industrialisés et une dette internationale extrêmement élevée gênent gravement les perspectives de croissance des pays en développement. Il existe par conséquent des doutes considérables quant à savoir si la demande extérieure, qui se retrouve dans la demande d'exportations canadiennes, va se poursuivre à son rythme rapide récent. La croissance de la demande intérieure canadienne, par contre, a été tout au mieux irrégulière au cours de l'année écoulée, et il y a peu d'indices d'une reprise des investissements des entreprises en installations et matériel.

---

(2) Data Resources of Canada, *Canadian Review*, printemps 1984. Informetrica, *Workshop 1-84*, avril 1984. Institute for Policy Analysis, Université de Toronto, *Policy Study No. 84-2*, avril 1984.

(3) La production potentielle mesure la capacité de production que l'économie pourrait soutenir au moyen des ressources de production disponibles.

Pour toutes ces raisons, il semble prudent d'adopter l'hypothèse selon laquelle la croissance économique sera modérée au Canada au cours des prochaines années. Dans notre cas de référence, nous avons adopté l'hypothèse selon laquelle la croissance sera en moyenne de 3,4 pour cent par an jusqu'en 1990. En vertu de ce scénario, l'économie canadienne continuerait de fonctionner encore quelque peu en-deçà de sa capacité de production à la fin de la décennie. Pour les années 90 et après, nous avons supposé un taux de croissance tendanciel du PNB réel de 3 pour cent par an.

Les opinions des déposants sur l'évolution future de l'activité économique diffèrent sensiblement à la fois en termes de rythme et de régime de croissance du PNB dans le temps. Plusieurs déposants ont supposé des taux annuels moyens de croissance de 3 pour cent ou plus pendant toute la période de projection, mais un certain nombre d'entre eux ont retenu une croissance moins forte, avec des taux voisins de 2,5 pour cent par an. De même, certains déposants ont supposé un sentier de croissance plus faible dans les années 80 que dans les années 90, tandis que d'autres prévoient des progressions relativement vigoureuses d'ici 1990, avec un certain ralentissement au cours des années 90 et après. Le tableau A2-2 de l'annexe 2 résume les projections des divers déposants.

Admettant la possibilité d'un sentier de croissance à moyen terme plus faible que celui retenu pour le cas de référence, nous avons évalué les implications pour la demande d'énergie d'une croissance économique au Canada à des taux moyens de quelque 2 pour cent par an d'ici 1990, et une certaine accélération après. Nous avons également évalué les implications pour la demande d'énergie d'un rythme sensiblement plus rapide de la croissance économique au cours des années 80, approchant de la capacité de production en 1990. Par conséquent, notre scénario de croissance élevée se caractérise par une activité économique progressant à des taux moyens de quelque 4,5 pour cent par an jusqu'en 1990 et de 3,2 pour cent après (tableau 2-2).

Tableau 2-2
Croissance du PNB réel

	Milliards de $ 1983			Moyenne des taux annuels de croissance – Pourcentage	
	1983	1990	2005	1983-1990	1990-2005
Croissance supérieure	389	529	848	4,5	3,2
Cas de référence	389	490	763	3,4	3,0
Croissance inférieure	389	447	676	2,0	2,8

Source: Tableau A2-2, annexe 2

L'utilisation de l'énergie dans les processus de production se répartit de façon inégale entre les industries. Bien que la production de biens[4] représente actuellement quelque 29 pour cent de la production totale du Canada, elle compte pour environ 32 pour cent de l'énergie consommée au pays. De plus, dans le secteur des biens, presque les deux tiers de l'énergie utilisée est consommée par les secteurs des mines, du fer et de l'acier, des pâtes et papiers et des produits chimiques, qui ne représentent que seulement 16 pour cent de la production de biens. Il est par conséquent évident que la demande d'énergie peut être fortement affectée s'il se produit un mouvement dans la répartition de la production vers ou en provenance des branches d'activité industrielles à contenu énergétique.

Au cours des années 70, les branches d'activité productrices de services ont progressé à un rythme plus rapide que celles productrices de biens, de sorte que la part de ces dernières est tombée de 35 pour cent de la production totale en 1971 à 29 pour cent en 1983. Le rythme auquel l'ensemble de la production va varier dans l'avenir est incertain. Il sera fonction de facteurs démographiques, économiques et technologiques et des politiques gouvernementales.

S'il est difficile de déterminer un sentier de croissance globale raisonnable pour l'économie, il est encore plus difficile de savoir ce qu'il faut supposer à propos de la répartition de cette croissance. À l'heure actuelle, on s'inquiète de l'avenir des industries exportatrices de produits primaires traditionnelles du Canada. Certains analystes croient qu'en raison de problèmes structurels profonds, ces branches d'activité connaissent une période de régression. D'autres font valoir que la conjoncture actuelle traduit davantage le fait que ces industries ont supporté le plus grand poids de la récession de 1980-1982, et au fur et à mesure qu'elles mettent en pratique des innovations économisant de la main-d'oeuvre et de l'énergie, elles vont reprendre en temps et lieu leur rôle traditionnel.

Les déposants ont supposé, en règle générale, une tendance continue vers une économie orientée vers les services, bien que l'on retrouve des différences d'opinions appréciables sur le rythme et l'ampleur de cette transition. Ainsi, alors que certains prévoient un déplacement appréciable allant des branches productrices de biens vers celles productrices de services au cours des 20 prochaines années, d'autres font valoir qu'au Canada tout déplacement de ce genre sera probablement progressif et s'étendra sur une période plus longue que dans les pays qui dépendent moins des branches primaires orientées vers l'exportation.

Nous avons supposé que le secteur des biens de l'économie va maintenir sa posi-

[4] La définition de la production de biens utilisée dans nos projections de la demande d'énergie exclut la production des secteurs de l'agriculture, des pêches, du piégeage ainsi que des services de distribution de l'énergie électrique et du gaz naturel, tandis que la définition de la production de services exclut l'activité des secteurs des transports, de l'entreposage et des communications. En raison de problèmes de données ou de considérations techniques, la demande d'énergie de ces branches d'activité est traitée soit séparément, comme par exemple dans le cas des transports, ou est attribuée à l'un des autres grands secteurs consommateurs d'énergie.

tion par rapport à la production totale, avec peut-être une augmentation modérée de sa part. Ceci traduit en partie l'opinion selon laquelle les problèmes des branches manufacturières de base sont davantage à court terme et plus cycliques qu'à long terme et structurels. Elle traduit également l'hypothèse que des taux moins élevés de croissance de la population signifieraient un secteur des services à croissance plus lente que cela n'a été le cas récemment. Il est tout à fait possible, cependant, que l'impact de l'évolution démographique porterait davantage sur la nature des services demandés que sur la quantité.

Le régime de l'utilisation de l'énergie au Canada est également très influencé par la répartition régionale de l'activité et de la croissance économiques.

D'importants changements se sont produits dans la répartition régionale de l'activité économique au Canada au cours des dernières années. Ce qui est le plus appréciable, c'est la force relative des provinces de l'Ouest au cours des années qui ont suivi les augmentations du prix de l'énergie des années 70. Au cours des deux dernières années, cependant il y a eu une tendance pour la croissance de revenir vers le Canada central. Comme la plupart des déposants qui ont fourni des renseignements sur leur répartition régionale prévue de l'activité (annexe 2, tableau A2-3), nous avons supposé qu'il y aurait une reprise du mouvement de l'activité vers l'Ouest et, dans une certaine mesure, vers les provinces de l'Atlantique. Nous avons supposé qu'une exploration et une mise en valeur accrues des ressources énergétiques au large des côtes de l'est du Canada alimenteraient une croissance plus vigoureuse de la région de l'Atlantique que par le passé. À l'Ouest, on s'attend à une croissance relativement plus forte alimentée par une relance des projets de sables bitumineux, la construction d'installations de valorisation du pétrole lourd et le développement du réseau ferroviaire devant le relèvement des tarifs de fret (tableau 2-3).

Les besoins d'énergie des utilisateurs ultimes dépendent visiblement d'un certain nombre de facteurs se rattachant à la croissance et à la répartition des biens et services produits. Bien qu'il soit probable que le sentier de l'activité économique globale sera le facteur principal, il est essentiel de ne pas oublier que le profil de la demande d'énergie peut varier sensiblement suivant les hypothèses retenues sur la répartition de l'activité économique selon le secteur industriel et la région.

Tableau 2-3
Produit intérieur réel total

Taux de croissance annuels moyens – pour cent

	1983-1990	1990-2005
Atlantique	3,4	3,1
Québec	3,0	2,7
Ontario	3,1	2,7
Prairies	3,5	3,3
Colombie-Britannique et Territoires	3,8	3,5
Canada	3,3	2,9

Source: Tableau A2-3, annexe 2

CHAPITRE 3

LA DEMANDE D'ÉNERGIE À TITRE D'UTILISATION FINALE

L'énergie sert à satisfaire diverses utilisations finales:

- Le chauffage et la climatisation des édifices.
- L'éclairage et l'utilisation des appareils ménagers dans les foyers.
- La production de chaleur et de puissance pour la machinerie dans l'industrie.
- La force motrice pour les véhicules de transport.
- La fabrication de produits pour l'utilisation directe par les consommateurs et comme matériaux dans la fabrication subséquente de produits finis.

Étant donné que différents facteurs déterminent la quantité d'énergie utilisée pour chacune de ces fins, il est utile de discuter de la demande aux fins d'utilisation finale par secteur distinct de l'économie:

- L'énergie utilisée dans les ménages et les exploitations agricoles est incluse dans le secteur résidentiel.
- Le secteur commercial comprend toutes les industries de service à l'exception du transport. Ceci inclut les gouvernements et les établissements d'enseignement et de soins de santé.
- Le secteur industriel comprend la plupart des industries de production de biens. On traite séparément l'utilisation d'hydrocarbures pour les produits pétrochimiques, l'asphalte et d'autres produits divers, à usages non énergétiques.
- L'énergie utilisée pour le transport des biens et des services, ainsi que des passagers, est incluse dans le secteur des transports.

En 1983, l'utilisation énergétique était répartie selon les groupes d'activités indiqués au tableau 3-1. Toutes les formes d'énergie sont utilisées, dans une certaine mesure, dans les secteurs résidentiel, commercial et industriel. Le secteur des transports utilise presque exclusivement des produits pétroliers raffinés, tandis que le secteur d'utilisation non énergétique fonctionne sur la base du gaz naturel, des liquides de gaz naturel (LGN) et du pétrole brut.

Ce chapitre évalue les perspectives de l'utilisation totale d'énergie, en tenant compte de toutes les formes d'énergie, par secteur et pour l'ensemble du pays. Le chapitre 4 traite de la manière dont la demande d'utilisation finale totale a été distribuée, et dont elle le sera vraisemblablement, dans les régions et selon les différentes formes d'énergie. Les chapitres subséquents étudient la demande primaire d'énergie par combustible et globalement. La demande primaire, distincte de la demande d'énergie pour utilisation finale (ou secondaire), comprend l'utilisation intermédiaire d'énergie aux fins de production d'électricité ou de vapeur, ainsi que l'énergie utilisée pour satisfaire les besoins des consommateurs ultimes.

Les vingt dernières années peuvent être subdivisées en trois périodes caractéristiques:

- La période du début des années 60 jusqu'à 1973 a été caractérisée par des prix d'énergie stables et bas et une croissance rapide de l'activité économique. Par conséquent, la demande d'énergie à titre d'utilisation finale a augmenté très rapidement pendant cette période, particulièrement dans les secteurs de l'économie fournissant des services. La construction a connu une augmentation énorme afin de fournir tous genres de services à une population croissant rapidement. Du reste, la plupart des travaux de construction étaient de gros édifices, nécessitant l'installation d'équipement électrique, par exemple, des ascenseurs et l'utilisation très répandue d'appareils pour la ventilation et la climatisation de l'air.
- De 1973 à 1978, les prix réels de l'énergie ont augmenté de manière extraordinaire et l'activité économique s'accroissait à un rythme plus modéré (une modération causée en grande partie par la hausse du prix de l'énergie en 1973). Ces facteurs ont entraîné une demande modérée de l'énergie; la croissance des besoins d'utilisation finale a ralenti considérablement par rapport à la période précédente.
- La période de 1978 à 1982 a été caractérisée en général, par une croissance négligeable de l'activité économique réelle et par une autre augmentation importante des prix réels de l'énergie. Cette période a été, bien sûr, dominée par la grande récession de 1982. Entre 1980 et 1982, la demande d'utilisation finale, y compris la demande pour le secteur des transports, a chuté de 8 pour cent. En effet, la demande d'énergie à titre d'utilisation finale n'était, en 1982, que légèrement au-dessus du niveau atteint en 1977.
- La récente récession a eu des répercussions particulièrement marquées sur la demande d'énergie dans les industries de production de biens et dans le secteur des transports. Dans les secteurs de l'industrie et des transports, la demande d'énergie a diminué de 11,6 et de 11,1 pour cent respectivement entre 1980 et 1982.

Tableau 3-1
Répartition de la demande d'énergie pour utilisation finale, 1983

	Pétajoules	Parts - Pour - centage
Résidentiel	1 266	20
Commercial	819	13
Industriel	2 030	32
Transport	1 701	26
Non-énergétique	592	9
Total	**6 407**	**100**

Les sections suivantes de ce chapitre exposent nos vues sur la direction que prendra probablement la demande d'énergie pour utilisation finale dans les divers secteurs, selon les périodes de projection. Toutes ces projections traduisent nos vues à l'effet que:

- il y aura vraisemblablement beaucoup d'autres mesures d'économies d'énergie qui se traduiront par des diminutions constantes dans l'intensité de l'utilisation

d'énergie, pour plusieurs années à venir (figure 3-1).

- Ces économies se produiront, même si le profil des prix énergétiques utilisé dans notre cas de référence n'indique aucune augmentation, en termes réels, avant les années 90.

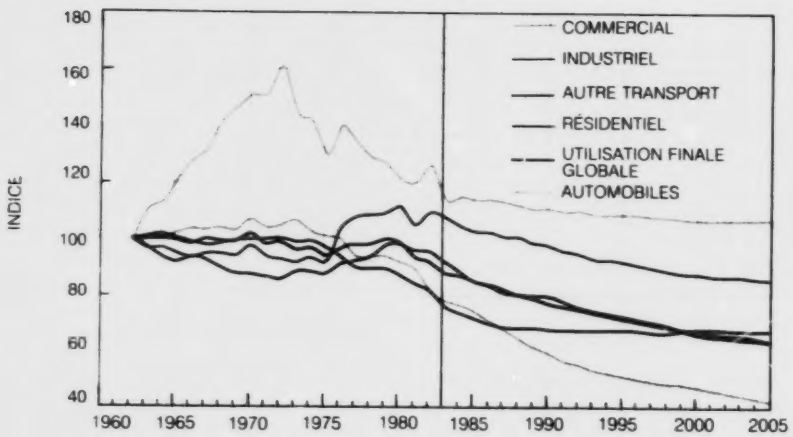
Il est utile, par conséquent, de souligner dès maintenant la raison d'être de cette perspective et d'analyser brièvement dans quelle mesure ces mesures d'économie se sont déjà concrétisées.

Dans les secteurs commercial et résidentiel, l'intensité de l'utilisation énergétique a diminué considérablement depuis 1973. Le contraste entre les périodes antérieures et ultérieures à l'embargo est particulièrement frappant dans le secteur commercial, où l'intensité de la demande d'énergie avait augmenté considérablement dans les années 60 et au début des années 70. L'intensité de l'utilisation énergétique dans le secteur industriel est demeurée pratiquement constante depuis le début des années 60. Contrairement aux données des autres secteurs, celles de l'industrie n'indiquent aucun changement marqué de l'intensité de l'utilisation énergétique avant et après 1973. La stabilité de l'indice d'intensité énergétique pour l'ensemble du secteur industriel représente, comme on le précise ci-dessous, le résultat net de changements vastes mais compensatoires.

Dans le secteur des transports, la diminution de l'utilisation énergétique par automobile a été considérablement marquée depuis 1973, car les consommateurs se sont mis à acheter des voitures plus petites et plus économiques au niveau du carburant, et à voyager moins. L'intensité de l'utilisation énergétique dans le secteur du transport de marchandises, cependant, est actuellement semblable aux niveaux que l'on a connus au début des années 60, étant donné qu'il n'y a eu que très peu d'améliorations au plan de l'efficacité.

Notre opinion se fonde sur l'hypothèse qu'il est encore possible de prendre de nombreuses mesures d'économies aux prix actuels de l'énergie, et il est encore possible en ce qui concerne l'utilisation énergétique, de répondre rapidement aux augmentations de prix par la mise en

Figure 3-1
Intensité énergétique par secteur (1962 = 100)



oeuvre de mesures intérieures, comme baisser le thermostat des logements et par le remplacement rapide de l'équipement en capital. Cet équipement en capital a une longue durée de vie et son remplacement ou sa réparation avant la fin de sa vie utile, est dispendieux. Dans les secteurs résidentiel et commercial, par exemple, l'importance de l'utilisation énergétique dépend des caractéristiques d'isolation des résidences et des édifices, de la nature des chaudières et du rendement énergétique des appareils ménagers.

Une bonne partie des édifices, des appareils, de l'équipement industriel et des véhicules actuellement utilisés ont été conçus avant l'augmentation importante des prix de l'énergie. En conséquence, leur rendement énergétique est relativement faible. Quoique le nouvel équipement installé soit beaucoup plus orienté vers le rendement énergétique, son incidence sur l'utilisation de l'énergie sera progressive sur une période relativement longue. Il s'ensuit que nous mettrons encore plusieurs années à nous adapter complètement aux augmentations du prix de l'énergie qui se sont déjà produites. Il ne s'agit pas de suggérer que l'économie d'énergie soit indépendante des augmentations futures de prix. La figure 1-2 du chapitre 1 indique, comme on pourrait s'y attendre, qu'il semblait y avoir une relation entre les profils de prix de l'énergie utilisés par les déposants et leurs prévisions quant à l'intensité de l'utilisation de l'énergie.

3.1 Secteur résidentiel

De même que les prix, la demande d'énergie pour le secteur résidentiel est elle aussi régie par la croissance du nombre de ménages et du revenu personnel réel disponible, ainsi que par les préférences du consommateur. Celles-ci influencent le rythme auquel augmentera le parc domiciliaire et, en conséquence, les demandes d'énergie pour le chauffage et les appareils ménagers courants. L'augmentation des revenus influence également les achats de biens que l'on peut qualifier de luxe. L'influence du prix de l'énergie, passé, actuel et futur, est prédominante, car ce prix touche les caractéristiques structurales du logement et le rendement énergétique des appareils de chauffage et ménagers.

Le tableau 3-2 résume les taux de croissance récents et futurs des variables clés ayant une influence sur la demande d'énergie des ménages, ainsi que l'évolution passée de la demande d'énergie pour

utilisation finale et notre évaluation de sa direction future.

Il est fort probable que la demande d'énergie dans le secteur résidentiel augmente beaucoup plus lentement au cours des vingt prochaines années que par le passé:

- Il est pratiquement certain que le nombre de ménages augmentera à un rythme beaucoup plus modéré que depuis le début des années 60, soit d'environ 1 pour cent annuellement comparativement aux augmentations passées d'environ 3 pour cent, traduisant ainsi le ralentissement de la croissance démographique et de la main-d'oeuvre.
- Selon nos hypothèses sur la productivité et la croissance de la main-d'oeuvre, le revenu réel augmentera de façon plus modérée que pendant les années 60 et le début des années 70.
- Le rendement énergétique des ménages s'améliorera vraisemblablement avec le temps, alors que la proportion de résidences nouvelles ayant un meilleur rendement énergétique dans le parc domiciliaire, augmentera progressivement de même que l'usage du chauffage et d'appareils ménagers ayant un rendement énergétique meilleur.

Tout porte à croire qu'il existe une latitude considérable pour réaliser des économies, aux prix de l'énergie actuels, à mesure que les vieux appareils ménagers sont remplacés par des nouveaux plus efficaces et que le parc domiciliaire se compose de plus en plus de résidences rénovées et neuves.

Dans notre cas de référence, nous présumons que l'utilisation énergétique dans le secteur résidentiel totalisera environ 1 460 pétajoules en 2005, soit une augmentation de 12 pour cent seulement par rapport au niveau de 1983.

3.2 Secteur commercial

Cette catégorie comprend toutes les industries de services dans l'économie, à l'exception du transport; elle inclut l'utilisation d'énergie par différentes entreprises, comme les petits épiciers, les hôpitaux, les institutions bancaires et les firmes d'ingénieurs-conseils. Les données n'étant disponibles que pour l'utilisation énergétique globale dans le secteur commercial, nous ne pouvons évaluer en détail la source de la demande d'énergie.

L'utilisation énergétique dans le secteur commercial a augmenté très rapidement dans les années 60, mais ces augmentations se sont modérées depuis quelques années, alors que la croissance du rendement des industries de service s'est ralentie et que l'intensité de l'utilisation énergétique a diminué.

Nous avons prévu, pour cette partie de l'économie, une croissance économique un peu moins forte dans l'avenir qu'elle ne l'a été par le passé, reflétant ainsi les effets d'un ralentissement de la croissance démographique. Au cours des prochaines années, il ne sera pas nécessaire d'augmenter les infrastructures institutionnelles (comme les institutions d'enseignement et des soins de santé) comme cela se faisait auparavant. Certains intervenants ont soutenu toutefois qu'au fur et à mesure du vieillissement de la population, la nature des institutions changera, nécessitant ainsi d'autres développements.

Quoique nos prévisions économiques laissent supposer une croissance ralentie de l'économie de service dans l'avenir, son rythme de croissance sera quand même important étant donné que les ralentissements de la croissance des institutions

Tableau 3-2
Demande d'énergie par ménage
Moyenne des taux annuels de croissance

(Pourcentage)

	1962-1973	1973-1983	1983-1990	1990-2005
Ménages	2,8	3,0	1,5	1,0
Revenu réel par ménage	2,7	0,3	1,3	1,7
Prix réel de l'énergie	0,4	4,6	−1,1	0,2
Demande d'utilisation finale	2,8	0,6	−0,5	1,0
Demande par ménage	−0,1	−2,4	−1,9	0,0

Niveaux

	1973[1]	1983[1]	1990	2005
Demande d'utilisation finale (pétajoules)	1 231	1 304	1 262	1 461
Demande par ménage (gigajoules)	196	154	135	134

[1] Normalisés pour tenir compte du climat

Tableau 3-3
Indice de l'intensité énergétique dans les ménages
Comparaison des prévisions des intervenants

(1983 = 100)

	1990	2000
Shell	90	82
Petro-Canada	102	96
Gulf	97	95
TCPL	98	93
Impériale	87	79
Friends of the Earth	—	49
ONÉ	88	86

d'enseignement et de santé seront compensés, dans une certaine mesure, par une augmentation dans les autres services. Il est probable, par exemple, qu'il y ait une croissance relativement forte dans les services d'affaires, comprenant ce que plusieurs appellent l'économie d'information.

Nous avons supposé que l'intensité énergétique dans le secteur commercial subirait une baisse constante modérée, reflétant l'hypothèse qu'il y aura une certaine rénovation des édifices existants, que des mesures d'économies intérieures se maintiendront et que les nouvelles constructions et le nouvel équipement auront un rendement énergétique supérieur au stock d'aujourd'hui. On a constaté que le rendement énergétique des nouveaux édifices à bureaux actuellement en construction est de beaucoup supérieur à celui des édifices construits au cours des années 70. On estime par exemple que les édifices les mieux conçus aujourd'hui utilisent environ 100 kilowatts/heure le mètre carré par année, comparativement aux quelques 500 kilowatts/heure le mètre carré par année de la moyenne des édifices construits dans les années 70. Quoique considérables, ces améliorations n'auront pas un effet semblable sur l'intensité énergétique, vu la durée de vie très longue des édifices existants.

Le tableau 3-4 présente nos prévisions pour l'ensemble de la demande d'énergie et pour l'intensité énergétique dans le secteur commercial. Nous prévoyons que la croissance de la demande d'énergie sera d'environ 2 pour cent par année pour le reste de cette décennie et de près de 2,5 pour cent par année au cours des années suivantes jusqu'à 2005.

Tableau 3-4
Demande d'énergie pour le secteur commercial
Moyenne du taux annuel de croissance

(Pourcentage)

	1962-1973	1973-1983	1983-1990	1990-2005
PIB, Secteur commercial	5,5	3,1	2,7	2,7
Prix réels de l'énergie	–2,0	5,4	–0,5	0,2
Demande d'utilisation finale	9,1	0,7	2,2	2,4
Intensité	3,4	–2,3	–0,5	–0,3
Niveaux				
	1973	**1983**	**1990**	**2005**
Demande d'utilisation finales (pétajoules)	762	819	955	1363
Intensité (mégajoules par $1971)	16,1	12,8	12,4	11,9

3.3 Secteur industriel

Pour nos propres fins, le secteur industriel de l'économie comprend toutes les industries de production de biens sauf les exploitations agricoles, les services publics d'électricité et l'industrie pétrochimique.

Dans le secteur industriel, l'utilisation d'énergie est très concentrée dans un petit nombre d'industries. La figure 3-2 montre la distribution de l'utilisation d'énergie dans les sous-secteurs. Environ les deux tiers de l'utilisation industrielle sont imputables aux industries d'extraction minière, de fer et d'acier, de pâtes et papier, et de produits chimiques, qui ne totalisent que 16 pour cent du rendement industriel.

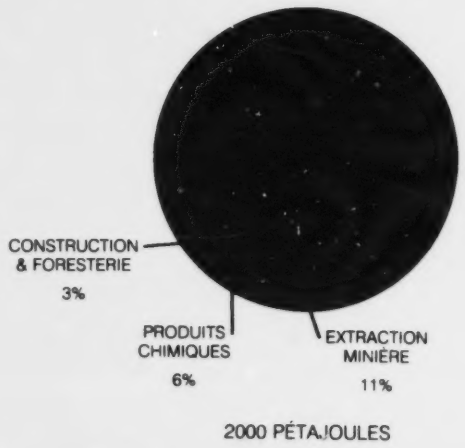
En somme, il n'y a eu aucun changement dans l'intensité de l'utilisation d'énergie depuis 1978. Si, toutefois, l'on considère comme mesure d'économie, l'utilisation des déchets de bois en remplacement du pétrole et du gaz alors l'intensité de l'utilisation d'énergie dans l'industrie a diminué d'au moins 4 pour cent. Dans les industries particulières, toutefois, l'expérience a été extraordinairement diversifiée, comme l'indique le tableau 3-5.

Tableau 3-5
Intensité de l'utilisation énergétique par industrie

	Intensité énergétique[1]		Pourcentage du changement
	1978	1982	
Pâtes et papier	462	516	12
Fer et acier	312	310	–1
Produits chimiques	238	301	26
Extraction minière	67	76	13
Foresterie	34	36	8
Construction	8	6	–30
Autres industries de fabrication	35	33	–6
Total pour l'industrie	**60**	**60**	**1**

[1] Mégajoules par dollar de rendement industriel pour 1971

Figure 3-2
Utilisation de l'énergie dans le secteur industriel, 1982



Source: Statistiques Canada
Numéro de catalogue 57-003

L'intensité d'utilisation d'énergie a baissé considérablement, par exemple, dans l'industrie de la construction et dans les autres secteurs de fabrication, mais elle a beaucoup augmenté dans les industries de produits chimiques et d'extraction minière. En utilisant une méthode plus détaillée, le groupe de travail sur le Programme d'économies d'énergie dans l'industrie canadienne (PEEIC) a indiqué dans son rapport qu'il y a eu une économie d'énergie considérable entre 1972 et 1982, dans les processus industriels couverts par le programme.

Vu la concentration de l'utilisation de l'énergie dans un petit nombre de sous-groupes industriels et vu la diversité de leurs expériences jusqu'à présent, il faut évaluer les perspectives d'utilisation d'énergie dans l'industrie en examinant en détail certains aspects des groupes clés. Cette évaluation comprendrait, en plus des perspectives de croissance industrielle, une étude du profil d'investissement en capital probable et des caractéristiques en matière d'utilisation énergétique du nouvel équipement. Les analystes du marché de l'énergie portent de plus en plus d'attention à cet aspect.

D'après notre étude de la preuve, y compris les discussions avec les intervenants qui avaient évalué la demande d'énergie du secteur industriel en détail, nous croyons qu'il y a place pour améliorer davantage l'intensité énergétique et que nous ne faisons que commencer à constater les incidences des récentes augmentations du prix de l'énergie. L'investissement fixe commercial au Canada a été, depuis 1981, à des niveaux très bas. À mesure que les dépenses d'investissement augmenteront dans le futur, l'industrie mettra en place de l'outillage et de l'équipement à meilleur rendement énergétique que ceux qu'ils remplacent. Les moteurs électriques sur le marché d'aujourd'hui par exemple, ont un rendement bien supérieur à ceux d'il y a quelques années. De plus, les coûts énergétiques relatifs aux coûts totaux de production ont beaucoup augmenté depuis quelques années pour toutes les industries, et, à l'avenir, on tiendra beaucoup plus compte, dans le choix des procédés industriels, de leurs caractéristiques d'utilisation d'énergie que par le passé. Par exemple, on envisage d'utiliser des procédés thermo-mécaniques des pâtes dans l'industrie des pâtes et papier étant donné que le rendement énergétique de cette technologie est beaucoup plus élevé que celui des procédés actuels de production de pâtes. D'ailleurs, la preuve indique que la co-production d'électricité et de vapeur dans les vastes complexes industriels est économiquement réalisable en ce moment et on s'attend à ce qu'elle augmente considérablement.

En tenant compte de ces facteurs, nous prévoyons que la demande d'énergie dans le secteur industriel augmentera à un rythme bien inférieur à celui qui est prévu pour le rendement industriel. Tandis que notre prévision de l'activité économique indique que le rendement dans le secteur industriel augmentera à un taux annuel moyen de plus de 4 pour cent d'ici 1990 (tableau 3-6), nous prévoyons que la croissance de la demande d'énergie sera inférieure de plus d'un point de pourcentage par année. Dans notre cas de référence, la demande d'énergie de l'industrie atteindra environ 3 450 pétajoules en 2005, soit une augmentation d'environ 70 pour cent par rapport à son niveau estimé de 1983. Ceci reflète la croissance relativement forte prévue pour le rendement industriel; on croit que l'intensité énergétique diminuera d'environ 20 pour cent au cours de la même période.

3.4 Utilisation d'hydrocarbures à des fins non énergétiques

Les utilisations d'hydrocarbures à des fins pétrochimiques et non énergétiques ont totalisé environ 590 pétajoules en 1983. Plus des deux tiers de cette quantité ont servi à la fabrication de produits pétrochimiques et, des 208 pétajoules restants, environ la moitié a servi à la production d'asphalte (tableau 3-7).

L'industrie pétrochimique mondiale est actuellement caractérisée par une offre ex-

Tableau 3-6
Demande d'énergie dans le secteur industriel
Moyenne du taux annuel de croissance

(Pourcentage)

	1962-1973	1973-1983	1983-1990	1990-2005
PIR industriel	6,0	0,2	4,1	3,3
Prix réel de l'énergie	–0,8	6,6	–1,4	1,2
Demande d'utilisation finale	5,2	0,4[1]	2,6	2,4
Intensité	–0,8	0,5[1]	–1,5	–0,9

Niveaux

	1976	1983	1990	2005
Demande d'utilisation finale (pétajoules)	1980	2030	2422	3454
Intensité (mégajoules par $1971)	57	59	54	47

[1] Croissance depuis 1976

Tableau 3-7
Utilisations à des fins non énergétiques

(Pétajoules)

	1973	1983	1990	2005
Produits pétrochimiques				
Gaz naturel	93	233	331	372
Pétrole	82	98	76	76
LGN	—	53	126	166
Total des produits pétrochimiques	174	384	533	614
Asphalte	138	112	129	166
Autres utilisations à des fins non énergétiques	102	96	113	148
Total	**414**	**592**	**775**	**928**

cédentaire considérable, attribuable au ralentissement du taux de croissance de la demande (découlant en partie des augmentations importantes des prix du produit au cours des années 70) et de l'expansion considérable de la capacité au Canada et à l'étranger, depuis quelques années.

L'utilisation des charges d'alimentation pétrochimiques au Canada a plus que doublé depuis 1973. La plus grande partie de l'augmentation s'est produite au niveau de l'utilisation du gaz naturel, et l'on emploie maintenant des quantités importantes de LGN alors que l'on n'en utilisait pas au début des années 1970. Les quantités de pétrole servant de charges d'alimentation n'ont augmenté que très légèrement.

La demande de produits pétrochimiques a repris en 1983 et on s'attend qu'elle continue à croître avec l'activité économique mondiale, quoiqu'à des rythmes inférieurs à ceux du passé. Du côté de l'offre, on entrevoit la perspective d'une expansion considérable de la production au Moyen-Orient. En conséquence, les perspectives de l'industrie canadienne et, parallèlement, ses plans d'expansion, sont considérablement plus modestes qu'elles ne l'étaient il y a deux ans. Les prévisions de la demande des charges d'alimentation pétrochimiques sont particulièrement incertaines:

- L'avenir de l'industrie dans l'est du Canada, fondée surtout sur le pétrole, sera fortement influencé par les décisions du gouvernement fédéral selon les recommandations du rapport publié récemment par le Groupe de travail sur l'industrie pétrochimique. Ce groupe de travail recommandait l'établissement de prix selon le marché en ce qui concerne le combustible et les charges d'alimentation, ainsi qu'une aide gouvernementale pour l'industrie pétrochimique fondée sur le pétrole, dans l'est du Canada, pour permettre l'utilisation de charges d'alimentation de remplacement. Le gouvernement fédéral a indiqué qu'il considérerait aider les producteurs d'industries basées sur le pétrole afin d'atteindre une certaine souplesse au niveau des charges d'alimentation. Il n'a cependant pas changé les politiques en matière d'établissement des prix pour les charges d'alimentation.

- Le calendrier des nouvelles usines devant être mises en service et les déclarations concernant les installations supplémentaires ou la reprise des travaux de construction reportés seront fortement influencés par l'environnement intérieur et international, lesquels seront à leur tour influencés par l'importance de la construction de nouvelles capacités de production dans d'autres régions du monde, particulièrement au Moyen-Orient.

Nous prévoyons une croissance importante de la demande pétrochimique pour les charges d'alimentation, surtout pour ce qui est du gaz naturel et des LGN. Nos prévisions supposent que l'utilisation du pétrole diminuera au fur et à mesure que l'industrie pétrochimique dans l'est du Canada remplacera partiellement le pétrole par des LGN comme charges d'alimentation.

D'ici 1990, la demande en LGN est régie par l'ouverture, cette année, d'une usine supplémentaire d'éthylène, à base d'éthane en Alberta et par l'utilisation accrue présumée de LGN comme charges d'alimentation pour remplacer le pétrole. On prévoit d'autres augmentations des besoins d'éthane d'ici le milieu des années 1990, au moment où une usine supplémentaire d'éthylène devrait être mise en service.

La demande de gaz naturel comme charge d'alimentation s'accroît plus progressivement que celle de LGN. Nous supposons que quatre nouvelles usines d'ammoniac seront construites au cours de la période de prévision, dont seulement une le sera certainement (elle est actuellement en voie de construction par la C-I-L Inc. en Ontario). Nous présumons en outre qu'une autre usine de méthanol sera mise en marche en 1990.

La demande d'asphalte a augmenté rapidement à un taux annuel moyen de 7 pour cent entre 1962 et 1973, elle est demeurée relativement stable entre 1973 et 1978 et elle a chuté entre 1978 et 1982. En 1982 seulement, la demande d'asphalte a diminué de plus de 15 pour cent, atteignant son niveau le plus bas depuis dix ans. Toutefois, avec la relance de l'économie en 1983, l'utilisation d'asphalte a augmenté de 3,4 pour cent, soit la première augmentation depuis 1979.

La reprise économique fournira un certain élan à la croissance de la demande d'asphalte, mais divers facteurs entraîneront vraisemblablement une croissance modérée au cours de la période de prévision: une activité modérée dans la construction de nouvelles routes, l'utilisation de programmes de contrôle informatiques pour la construction et la réfection de routes, le recyclage d'asphalte déjà utilisé et l'utilisation d'autres matériaux dans la composition de l'asphalte.

D'autres utilisations à des fins non énergétiques comprennent la demande d'huiles et graisses lubrifiantes, de coke de pétrole, de naphte et d'autres produits pétroliers utilisés à des fins non énergétiques. Les lubrifiants et les graisses représentent environ 40 pour cent de ce total combiné. On prévoit que la demande pour ces produits en tant que groupe augmentera à un taux annuel moyen de 2 pour cent au cours de la période étudiée.

Nos estimations de la demande d'hydrocarbures à des fins non énergétiques sont résumées au tableau 3-7. La croissance de la demande des charges d'alimentation pétrochimiques est particulièrement marquée pour les LGN et à un degré moindre pour le gaz naturel dont la croissance est compensée par une baisse modérée de l'utilisation du pétrole.

3.5 Secteur des transports

Après le secteur industriel, le secteur des transports est celui qui consomme le plus d'énergie, qui, dans ce cas, ne comprend pratiquement que des produits à base de pétrole. Le transport routier consomme environ 80 pour cent de l'énergie utilisée dans les transports.

L'énergie servant aux transports a augmenté à un taux d'environ 6 pour cent par année au cours des années 60 et au début des années 70, a ralenti à un taux annuel moyen d'à peine plus de 3 pour cent entre 1973 et 1978 et a chuté depuis à un rythme d'environ 1 pour cent par année. Dans le secteur des transports routiers, ce ralentissement du taux de croissance était le résultat combiné de plusieurs facteurs:

- Il y a eu un ralentissement progressif dans le taux de croissance des ventes de nouveaux véhicules. En effet, depuis 1978, les ventes de nouveaux véhicules ont fléchi à un rythme moyen de 4 pour cent par année.
- La part des petites voitures dans les ventes de voitures neuves est passée de 49 pour cent en 1978 à 75 pour cent en 1982; elle représente actuellement environ 60 pour cent.
- Par suite des changements au plan de la composante des voitures et de l'amélioration des normes d'efficacité au niveau du carburant, la moyenne du rendement du carburant du parc automobile a augmenté de près de 4 pour cent annuellement depuis 1978.
- Au niveau de la flotte des camions, le nombre de véhicules ayant un meilleur rendement et alimentés au carburant diesel a augmenté.

Nous prévoyons une autre baisse légère de l'utilisation de l'énergie dans les transports routiers jusqu'en 1990, suivie d'une croissance très modérée. L'hypothèse sous-tendant cette prévision est que la demande d'énergie pour les automobiles continuera à fléchir tout en étant modérée par une augmentation du carburant utilisé par les camions.

En ce qui concerne les automobiles, nos opinions sont assujetties à un certain nombre de considérations:

- Bien que nous présumons que les ventes de voitures neuves reprendront considérablement par rapport aux niveaux récents, elles seront vraisemblablement limitées par une croissance modérée du revenu des ménages et par les augmentations récentes du coût réel d'utilisation des voitures. Nous estimons que le coût réel d'utilisation d'une automobile a augmenté d'environ 20 pour cent depuis 1980.
- La croissance que nous avons prévue pour les ventes de nouvelles voitures n'est pas beaucoup plus forte que le taux présumé de mise au rancart des voitures existantes, de sorte que le parc automobile n'augmente que d'environ 1 pour cent annuellement pour le reste des années 1980, par rapport à environ 4 pour cent annuellement de 1962 à 1983.
- Nous supposons que les taux de croissance du parc automobile augmenteront plus rapidement au cours des années 90, mais que les ventes seront limitées par le ralentissement du taux de croissance du nombre de ménages et par la saturation croissante du marché.
- Selon notre opinion, la part des petites voitures dans les ventes de voitures

neuves va sans doute continuer à augmenter, passant de 60 pour cent en 1983 à 70 pour cent vers le milieu des années 90.

- On s'attend que les ventes de voitures neuves, pondérées en fonction du rendement du carburant, augmenteront considérablement, soit environ 6 pour cent par année, en 1984 et en 1985, au moment où les normes industrielles d'économies moyennes de carburant de l'Environmental Protection Agency des États-Unis seront mises en application. Les améliorations du rendement du carburant après cette date sont de nature plutôt incertaine et nous avons présumé, de façon un peu arbitraire, que la moyenne de l'efficacité des nouveaux modèles sur le plan de la consommation du carburant augmenterait d'environ 2,5 pour cent par année jusqu'en 1990 et d'environ 0,5 pour cent par année au cours des dix années suivantes. Ces hypothèses, combinées au passage prévu vers des modèles plus petits, indiquent une augmentation de l'efficacité moyenne du parc automobile de près de 4 pour cent par année d'ici 1990 et d'environ 2 pour cent par année de 1990 à 2005.

En ce qui concerne tous ces facteurs, les intervenants ont émis des opinions très différentes. Au sujet de l'efficacité du carburant, par exemple, les hypothèses allaient d'une amélioration d'environ 50 pour cent en l'an 2000 par rapport aux niveaux de 1983 (Shell), à une amélioration de 25 pour cent (Gulf). Ces données concordent avec notre hypothèse à l'effet qu'il y aurait une amélioration d'environ 40 pour cent d'ici l'an 2000.

Nous prévoyons un revirement de la diminution récente de l'utilisation totale d'énergie par les camions au cours des années restantes de cette décennie, suivi d'une croissance plus forte au cours des années 1990. La prévision tient compte des effets compensatoires d'une croissance supérieure dans le parc des camions et des améliorations de l'efficacité du carburant des camions, d'environ 2 pour cent par année.

On prévoit que la part du carburant diesel utilisé par les camions continuera à augmenter comme elle le fait depuis quelques années. Nous croyons que la part du carburant diesel dans la demande d'énergie pour le secteur routier passera d'environ 16 pour cent en 1983 à environ 26 pour cent en 2005.

Nous sommes d'avis que l'essence et le carburant diesel constitueront presque toute la demande d'énergie dans le secteur des transports routiers. Il est probable que l'utilisation de propane et de gaz naturel comprimé (appelé GNV, gaz naturel pour véhicules) augmentera et que ces conversions se produiront principalement dans les flottes de véhicules commerciaux. On prévoit que la part de propane et de GNV de la demande d'énergie pour le secteur routier s'élèvera à environ 5 pour cent d'ici 2005; quoique minime, cette part représente une augmentation considérable par rapport au niveau actuel de 0,3 pour cent.

L'utilisation de l'énergie dans le secteur des transports aériens a augmenté considérablement pendant les années 1960 et 1970; l'industrie ayant maintenant atteint sa maturité, on prévoit une croissance future négligeable d'ici 1990 et modérée après cette date (environ 2,5 pour cent par année). Ceci traduit l'opinion que l'augmentation du nombre de kilomètres parcourus par les passagers sera modérée, partiellement en conséquence de la répercussion des télécommunications sur les voyages d'affaires, que les facteurs de charge continueront à augmenter et que les rendements sur le plan du carburant de la flotte aérienne continueront à s'améliorer à un rythme d'environ 2 pour cent par année.

Air Canada et CP Air ont signalé dans leurs dépositions qu'il était probable que les améliorations constantes de l'efficacité énergétique dans le secteur des transports aériens se poursuivront, reflétant la mise en oeuvre de mesures telles que des modifications au moteur des avions existants, le remplacement de vieux appareils par des nouveaux au rendement énergétique meilleur et l'amélioration des procédures de contrôle de la navigation aérienne.

Il y a beaucoup d'incertitudes au sujet des incidences de la déréglementation de l'industrie des transports aériens sur la demande d'énergie. L'augmentation de la concurrence pourrait mener à l'utilisation d'appareils ayant un meilleur rendement énergétique, mais ceci pourrait toutefois être contrebalancé par un accroissement des déplacements vers un nombre peut-être plus grand de destinations.

Les transports ferroviaires et maritimes représentent actuellement, chacun, environ 5 pour cent de la demande d'énergie pour les transports. Selon la croissance que nous avons prévue pour l'économie, on peut s'attendre que l'énergie utilisée dans ces secteurs augmentera rapidement. Nous ne croyons pas cependant avoir suffisamment tenu compte des effets des récentes révisions aux taux de transport des céréales du col du Nid de corbeau. Les nouvelles mesures augmenteront considérablement la capacité du système ferroviaire et, par conséquent, l'utilisation énergétique pourrait être supérieure à celle que nous avons prévue.

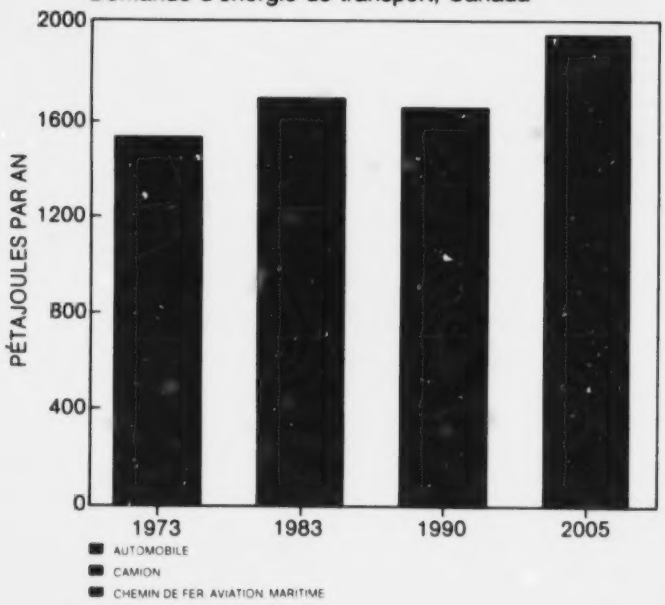
L'électrification à grande échelle des chemins de fer semble peu probable; les sociétés ferroviaires sont réticentes à s'engager fermement à ce niveau en raison des coûts élevés de l'électrification et de l'incertitude quant à l'aide financière du gouvernement.

La figure 3-3 illustre le changement de la distribution de l'utilisation énergétique dans le secteur des transports.

3.6 Demande totale d'énergie aux fins d'utilisation finale

La figure 3-4 résume notre cas de référence quant à la demande totale d'énergie pour utilisation finale au Canada. Quoique la demande totale d'énergie pour utilisation finale augmentera progressivement au cours des 25 prochaines années, elle demeure, dans notre cas de référence, considérablement inférieure aux années antérieures à 1978. Selon ce scénario, l'utilisation totale d'énergie au Canada passe d'un niveau d'environ 6 400 pétajoules en 1983 à environ 9 200 pétajoules en 2005, soit une augmentation d'environ 44 pour cent. Bien qu'elle soit considérable en termes absolus, cette croissance se produit au cours d'une période pendant laquelle nous avons supposé que la croissance du PNB réel sera d'environ 97 pour cent. Ainsi, cette prévision signale une chute de l'intensité

Figure 3-3
Demande d'énergie de transport, Canada



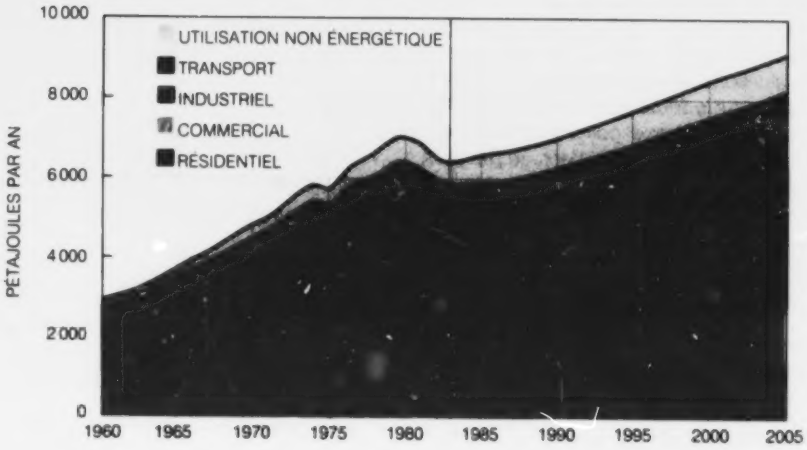
Source: tableau A1-2, annexe 1

énergétique globale de l'économie canadienne de 27 pour cent pendant la période de prévision, soit de 48 mégajoules par dollar de PNB réel en 1983 à 35 mégajoules en 2005.

On prévoit que la croissance la plus forte pendant la période de projection se produira au niveau des secteurs industriel et commercial; leurs parts de la demande d'énergie pour utilisation finale, particulièrement celle du secteur industriel, augmenteront ainsi considérablement d'ici 2005. La demande des secteurs résidentiel et des transports diminue en termes relatifs, tandis que l'utilisation à des fins non énergétiques continue de représenter environ 10 pour cent de la demande pour utilisation finale.

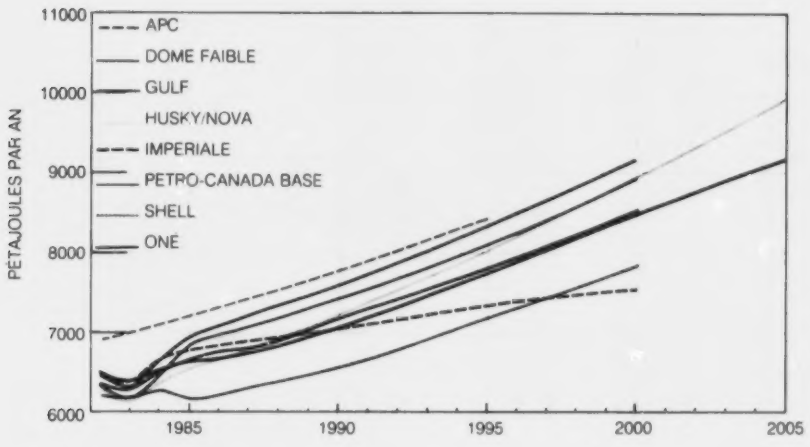
Quoique notre cas de référence représente notre meilleure évaluation de l'évolution future de la demande d'énergie, il n'est qu'un exemple parmi un certain nombre de scénarios plausibles. Même en faisant

Figure 3-4
Utilisation finale de la demande d'énergie , Canada



Source: tableau A3-1 et A3-2, annexe 3

Figure 3-5
Prévisions de l'utilisation finale de la demande énergétique, Canada



Source: tableau A3-2, annexe 3

Tableau 3-8
Changement de la demande d'après le cas de référence en 2005

(En pourcentage)

Croissance économique forte	+8
Croissance économique faible	−9
Prix de l'énergie élevé	−5
Prix de l'énergie faible	+4

Tableau 3-9
Fourchette vraisemblable de la demande d'énergie

(Pétajoules)

	1990	2005
Supérieur	7 480	10 300
Cas de référence	7 072	9 168
Inférieur	6 730	8 320

abstraction des facteurs les plus impondérables qui pourraient influencer cette évolution, il existe, comme nous l'avons démontré, des différences d'opinions considérables parmi les analystes en ce qui concerne les prix de l'énergie, la croissance économique et, ce qui n'est pas moins important, en ce qui concerne leurs évaluations des répercussions de ces variables sur la demande d'énergie. En ce qui concerne ce dernier point, il est intéressant de noter qu'une étude effectuée par Data Resources of Canada utilisant nos hypothèses de la croissance économique et des prix énergétiques, prévoit que la demande d'utilisation finale sera supérieure d'environ 10 pour cent à nos prévisions pour 2005. La figure 3-5 offre une comparaison de notre prévision de la demande d'énergie pour utilisation finale avec celles des déposants.

Nos prévisions des incidences sur le cas de référence des diverses courbes de croissance économique et des modèles des prix énergétiques indiquées au chapitre 1 sont résumées au tableau 3-8.

En admettant que nos autres courbes de croissance et de prix sont des représentations raisonnables des limites extérieures possibles de ces variables, les résultats suggèrent que l'activité économique pourrait entraîner plus de variations à notre profil de la demande que ne le feraient les prix.

Nous n'avons pas cessé, dans le présent chapitre, de signaler que notre cas de référence est établi sur l'opinion que la demande d'énergie au Canada sera sans doute fortement influencée par des mesures d'économie importantes et constantes dans les principaux secteurs utili-

Tableau 3-10
Prévisions de l'ONÉ de la demande totale d'énergie d'utilisation finale

(Pétajoules)

	1983	1990	2000
Rapport de l'ONÉ 1981	7 393	8 452	10 485
Mise à jour de l'Offre et de la demande 1984	6 407	7 072	8 489
Différence en pourcentage	**−13**	**−16**	**−19**

sateurs d'énergie. Nous sommes d'avis qu'il est possible que les mesures d'économies d'énergie soient moins importantes que nous l'avons estimé et que la demande d'énergie soit, par conséquent, supérieure. D'après la figure 1-2, par exemple, notre prévision de l'intensité énergétique globale en l'an 2000 est légèrement inférieure à celle des déposants qui ont utilisé les mêmes hypothèses de prix. Par conséquent, nous avons opté pour une limite supérieure à notre fourchette de la demande d'énergie, qui soit quelque peu supérieure à celle suggérée par le modèle d'une croissance forte. Le tableau 3-9 résume le résultat des profils de la demande d'utilisation finale.

La partie supérieure de la fourchette indique une demande d'énergie augmentant à un rythme de 2,2 pour cent par année entre 1983 et 2005, comparativement à 1,6 pour cent dans le cas de référence et 1,2 pour cent dans le cas de prévision faible.

La projection du cas de référence de la demande d'utilisation finale est très inférieure à celle du rapport de l'ONÉ 1981, comme l'indique le tableau 3-10.

La prévision actuelle est plus basse surtout à cause des répercussions de la chute dans l'activité économique en 1982. En plus des répercussions d'une faible activité économique sur toutes les utilisations finales d'énergie, nous supposons maintenant que les mesures d'économies d'énergie auront un effet beaucoup plus important sur la demande, bien que l'on s'attende que les prix du pétrole soient inférieurs aux prévisions antérieures. L'effet progressif d'usines ayant un rendement énergétique meilleur dans le secteur industriel de l'économie ainsi que des rendements plus élevés du carburant des véhicules et un changement plus important vers des voitures plus petites sont les principales raisons des réductions supplémentaires de la demande.

CHAPITRE 4

DEMANDE D'ÉNERGIE DANS LES SECTEURS D'UTILISATION FINALE, PAR FORME D'ÉNERGIE ET PAR RÉGION

Le prix et la disponibilité des différentes formes d'énergie varient de façon appréciable d'une région à l'autre. Si l'on exclut le secteur des transports qui est pratiquement entièrement fondé sur le pétrole, ce dernier satisfait une part importante de la demande des marchés de l'est du Canada; les ressources hydro-électriques sont abondantes au Québec, au Manitoba et en Colombie-Britannique et le gaz naturel est utilisé de façon intensive dans les provinces de l'Ouest (tableau 4-1).

Au cours de ces dernières années, le bois a connu un regain d'utilisation pour le chauffage résidentiel et pour certaines applications industrielles dans les provinces de l'Atlantique et en Colombie-Britannique et, dans une moindre mesure, au Québec. Toutefois, mis à part le bois, des formes d'énergie différentes du pétrole, du gaz et de l'électricité ne sont utilisées que de façon très limitée.

La hausse soudaine des prix des types d'énergie classiques au cours de ces dernières années et la reconnaissance du fait que nombre d'entre elles ne sont pas renouvelables, ont mené à un accroissement d'intérêt dans la possibilité d'utilisation plus répandue d'autres formes d'énergie et dans leur évaluation qui fait encore l'objet de recherche et de développement permanents.

La prochaine section décrit nos points de vue sur les perspectives d'utilisation accrues de sources de remplacement d'énergie telle que le bois, l'énergie solaire et les déchets solides des agglomérations. La section 4.2 traite des perspectives d'utilisation de différentes formes d'énergie, à l'exclusion du transport, dans les marchés régionaux. Le chapitre se termine par un résumé des incidences de notre analyse sur les perspectives de la demande énergétique par forme d'énergie, au Canada.

4.1 Formes d'énergie de remplacement

L'intérêt accru dans la possibilité d'utilisation d'autres formes d'énergie, dont nombre d'entre elles sont renouvelables, a mené au cours de ces dernières années à la création d'un certain nombre de programmes gouvernementaux pour subventionner la recherche, le développement et la démonstration de projets, et à diverses études de leur faisabilité technique et économique. Une de ces études, soit "2025: L'avenir de l'énergie douce au Canada", a été récemment achevée par Friends of the Earth et a été déposée pour être utilisée dans l'établissement du présent rapport.

Nous nous sommes servis de cette étude, ainsi que des renseignements provenant d'une diversité d'autres sources, y compris le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources (ÉMR) du gouvernement fédéral, le Conseil économique du Canada et le ministère de l'Énergie de l'Ontario, dans notre évaluation des perspectives offertes par d'autres formes d'énergie de remplacement décrites ci-après.

L'évaluation des perspectives offertes par des nouvelles formes d'énergie est une tâche particulièrement difficile et relève inévitablement de la conjecture. Dans de nombreux cas, les technologies en sont encore au stade de recherche et de développement, de telle sorte que toute évaluation des coûts futurs est assez hypothétique et très souvent particulière à une région, ce qui en empêche l'application générale. Dans d'autres cas, les technologies sont déjà mises au point, mais leurs coûts élevés militent contre leur utilisation répandue. Dans de tels cas, il faut soit avoir des augmentations rapides du prix des combustibles classiques, soit une percée technologique actuellement imprévisible pour en réduire les coûts et pour promouvoir l'utilisation économique de telles formes d'énergie.

Les estimations de la faisabilité et de la possibilité de pénétration des formes d'énergie de remplacement dépendent de façon extrêmement critique non seulement des hypothèses relatives aux coûts probables de telles sources d'énergie, mais aussi des hypothèses au sujet du futur profil des prix des formes d'énergie traditionnelles. Qui plus est, de nombreuses études sont menées afin de déterminer les avantages sociaux (c'est-à-dire les avantages du point de vue de la société toute entière) de l'utilisation de formes particulières d'énergie en opposition à la détermination de leur attrait possible pour les utilisateurs.

L'évaluation des avantages sociaux est fondée d'une part, sur une comparaison des coûts marginaux à long terme des combustibles de remplacement afin de choisir la solution la moins coûteuse au titre de l'utilisation. La décision commerciale du choix d'une forme d'énergie de remplacement particulière est fondée, d'autre part, sur les prix existant sur le marché. Toutefois, les prix du marché sont souvent fondés sur les coûts moyens et peuvent eux aussi être différents des coûts sociaux, car ils

Tableau 4-1
Répartition des combustibles ne servant pas aux transports sur les marchés énergétiques au pays, 1983

(Pourcentage)

	Atlantique	Québec	Ontario	Prairies	Colombie-Britannique[1]	Canada
Charbon	4	2	11	1	1	5
Pétrole	46	34	19	15	16	23
Gaz	—	13	38	59	25	33
Électricité	25	40	22	16	23	25
Bois	19	9	5	3	34	10
Autres	6	2	5	6	1	4
Total	**100**	**100**	**100**	**100**	**100**	**100**

[1] Ces chiffres comprennent le Yukon et les Territoires du Nord-Ouest.

sont affectés par diverses taxes et subventions. Par conséquent, il peut être tout à fait rationnel, du point de vue de celui qui prend les décisions, de faire un choix différent de la solution la moins coûteuse et la plus avantageuse sur le plan de la société.

L'Étude sur l'énergie douce qui nous a été présentée relève beaucoup plus d'une évaluation de ce que les perspectives d'utilisation énergétique au Canada seraient si toutes les formes d'énergie avaient eu leur prix déterminé au titre de coûts sociaux plutôt qu'une évaluation de ce que ces perspectives sont réellement aux termes des pratiques réelles d'établissement des prix. Par exemple, les auteurs ont supposé que le prix de l'électricité serait établi conformément au coût d'installation de nouvelles capacités de génération et que le prix du gaz naturel canadien serait déterminé en fonction de sa valeur de remplacement du pétrole. Ils ont supposé des profils de prix pour le gaz et l'électricité qui, par conséquent, étaient considérablement plus élevés par rapport aux prix des produits de pétrole raffiné que ce ne serait le cas aux termes des pratiques actuelles d'établissement des prix.

Bien que les études de cette sorte soient extrêmement utiles, voire même essentielles, en tant que partie du processus d'établissement des politiques, elles ne fournissent pas le genre de renseignements qui permettent d'évaluer le cheminement possible et futur de l'évolution des marchés énergétiques, car les prix ne sont pas déterminés de la façon dont les études le supposent. Dans le cas d'une étude comme celle dans laquelle nous nous sommes engagés, les prix pertinents sont les prix réels qui ont cours sur les marchés. Nonobstant ces différences, l'Étude sur l'énergie douce est précieuse car elle rassemble et évalue une quantité innombrable de renseignements sur la possibilité d'économies d'énergie et sur les perspectives de coût et de technologie des formes d'énergie de remplacement.

Outre l'hypothèse d'un processus de détermination des prix différent de celui qui a cours sur les marchés, les auteurs ont fondé leur analyse sur l'hypothèse selon laquelle les prix mondiaux du pétrole devraient s'accroître à un taux extrêmement rapide, de façon beaucoup plus élevée que nous ou tout autre intervenant, ne l'ont supposé. Les prix supposés pour le pétrole et le gaz canadien en l'an 2000 dans l'étude sur l'énergie douce, ont été respectivement d'environ 70 et 140 pour cent plus élevé que les prix que nous avons estimés, même dans le cas de notre hypothèse à prix fort. (Les perspectives de prix mondiaux du pétrole étaient bien sûr bien différentes au moment où cette étude a été lancée, il y a quelques années; des augmentations permanentes de prix par rapport aux niveaux élevés existants déjà à ce moment étaient un fait acquis à cette époque). Ces deux hypothèses les ont menés à conclure qu'une grande proportion des besoins énergétiques du Canada pourrait être satisfaite à partir des sources d'énergies renouvelables en l'an 2000 et que cela se ferait en grande partie sous forme de combustibles liquides et solides produits à partir de la biomasse, composée de bois pour la majeure partie.

Le tableau 4-2 résume les renseignements sur les coûts estimés de diverses formes d'énergie de remplacement que nous avons été capable de rassembler à partir de sources diverses. Les prévisions de coûts comprises dans ce tableau ayant été rassemblées à partir de nombreuses sources, elles représentent des hypothèses tout à fait différentes et ont été établies conformément à différentes méthodologies. Elles n'ont pour but que de montrer quelques ordres de grandeur généraux. À titre de comparaison, nous avons aussi inclus le prix du pétrole canadien supposé par les auteurs de l'étude sur l'énergie douce ainsi que la fourchette de prix utilisée dans la présente étude.

Ces estimations indiquent qu'à l'exclusion de percées technologiques, et aussi longtemps qu'un approvisionnement suffisant de gaz naturel est disponible aux prix que nous avons supposés, il est très peu probable que l'utilisation d'énergie solaire active ou de celle provenant de la gazéification et de la liquéfaction du bois se fasse dans un avenir prévisible. Toutefois, il semble qu'il y ait une certaine perspective d'utilisation accrue de déchets solides des agglomérations, de bois et peut-être même de tourbe, pour la combustion, en ce qui concerne notre période de prévision.

Bien que la possibilité matérielle de production de bois au Canada soit importante, sa réalisation exigerait une utilisation beaucoup plus répandue de la gestion intensive des forêts que ce n'est la pratique actuellement et son utilisation au titre de forme d'énergie est, selon notre point de vue, vraisemblablement grandement limitée par des facteurs économiques. De même, bien que la possibilité matérielle d'utilisation de la tourbe à titre de ressource soit extrêmement vaste, ces ressources ont tendance à se trouver dans des régions isolées, ce qui rend leur récolte et leur utilisation dispendieuses. Une étude[1] du ministère de l'Énergie de l'Ontario a indiqué toutefois que la tourbe obtenue des tourbières proches des usines de pâte et de papier serait concurrentielle au pétrole et au gaz naturel si elle était utilisée dans des usines disposant d'une capacité de combustion de combustible solide.

Tableau 4-2
Coût de l'énergie à partir des formes d'énergie de remplacement[1]

(en dollars de 1983 par gigajoule)

Pétrole brut à Toronto (an 2000)	
Friends of the Earth	15
ONÉ	5-9
Gaz naturel de Toronto (an 2000)	
Friends of the Earth	14
ONÉ	3-6
À partir du bois (actuellement)	
– Éthanol	19-23
– Méthanol	21
Énergie solaire active	
(actuellement)	26-46
(an 2000)	21
Déchets solides des villes	
(actuellement)	3-9
Bois – Résidentiel (actuellement)	2-6
– Industriel (actuellement)	1-4

[1] Ces estimations ne sont pas directement comparables, étant donné la diversité des hypothèses et des méthodes de calcul.

[1] Intitulée "Potential Demand for Peat" (Demande potentielle de tourbe), juin 1983.

Figure 4-1
Utilisation régionale de l'énergie

	Pétajoules		Moyenne annuel de croissance
	1983	2005	(%)
Canada	6407	9168	1,6
Québec	1340	1850	1,5
Ontario	2260	3092	1,4
Manitoba	226	297	1,2
Saskatchewan	281	414	1,8
Alberta	976	1546	2,1
C.-B. & Terr.	859	1302	1,9
Terre-Neuve	117	163	1,5
I.-P.-É.	17	21	1,0
Nouvelle-Écosse	179	257	1,7
Nouveau-Brunswick	151	226	1,8

De plus nous supposons qu'au fur et à mesure que le coût de l'élimination des déchets solides des agglomérations dans les grandes villes augmente, un plus grand nombre de centrales thermiques sera construit près de ces villes pour y brûler les déchets solides.

Par conséquent, notre meilleure conjecture au sujet des perspectives de sources d'énergie de remplacement aux termes de nos hypothèses d'établissement des prix est que:

- Il y aura vraisemblablement un modeste accroissement supplémentaire de l'utilisation du bois dans les résidences, surtout dans les régions rurales, jusqu'à 120 pétajoules en 2005 par rapport au 100 pétajoules de 1983.
- L'utilisation des déchets de bois et de la liqueur noire dans l'industrie des pâtes et papier augmentera de façon marginale des 380 pétajoules de 1983 à environ 440 pétajoules en 2005.
- L'apport d'autres sources d'énergie de remplacement va vraisemblablement se poursuivre dans une proportion relativement faible (environ 1 pour cent) de la demande d'énergie canadienne en l'an 2005. Par conséquent, nous prévoyons que cette demande sera d'environ 100 pétajoules.

Bien qu'elle soit relativement faible, l'augmentation que nous prévoyons dans l'utilisation des formes d'énergie de remplacement représente une augmentation importante par rapport aux quantités utilisées actuellement.

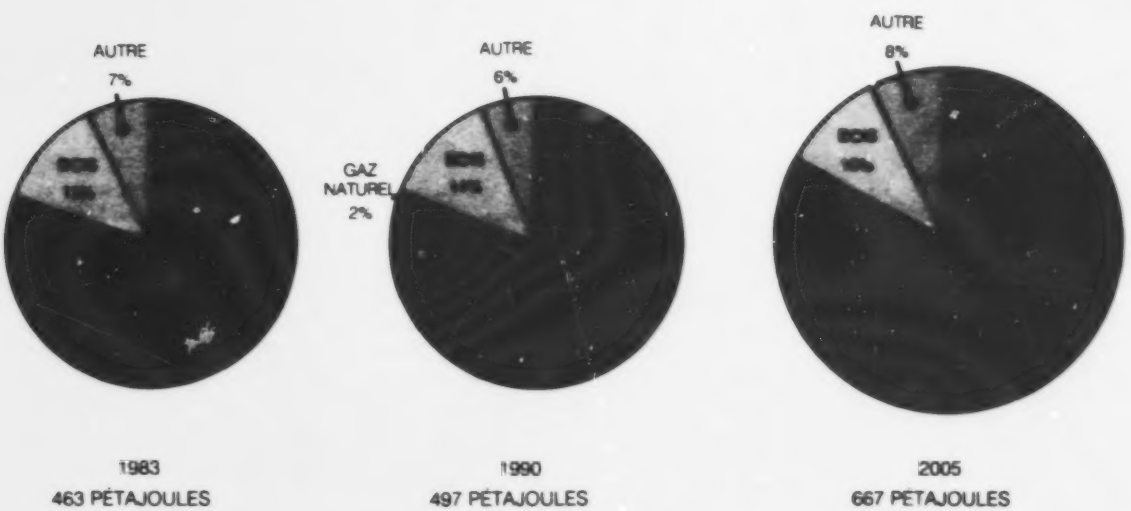
4.2 Concurrence entre les combustibles sur les marchés énergétiques régionaux

L'utilisation de l'énergie au Canada est concentrée dans les deux plus grandes provinces, soit l'Ontario et le Québec, et va vraisemblablement se poursuivre de cette façon pendant la période des prévisions (figure 4-1). Étant donné que nos hypothèses reflètent que la croissance de l'activité économique à l'avenir aura tendance à se concentrer quelque peu plus à l'Ouest et à l'Est, nos prévisions indiquent une certaine modification de la répartition de l'utilisation finale de la demande d'énergie vers ces régions.

Région de l'Atlantique

Récemment, dans la région de l'Atlantique, il y a eu une tendance marquée à remplacer le pétrole par l'électricité et le bois. On estime qu'environ 17 pour cent des résidences utilisent actuellement du bois comme combustible principal et que 23 autres pour cent se servent de bois en plus d'autres combustibles. Dans le secteur industriel, l'utilisation du pétrole a baissé, passant de 52 pour cent en 1978 à 33 pour cent en 1983, principalement à cause de l'utilisation accrue de déchets de bois

Figure 4-2
Utilisation finale de la demande énergétique, Atlantique



Source: tableau A4-1, annexe 4

qui servent actuellement à répondre à environ 24 pour cent des besoins industriels.

Nous prévoyons que ce remplacement de l'utilisation des produits à base de pétrole se poursuivra, et cette tendance va vraisemblablement s'accélérer dans les années 1990 qui coincident avec la disponibilité du gaz du plateau continental de la Nouvelle-Écosse (voir annexe 4). Nous supposons que le gaz naturel accaparera une part importante du marché au moment où il sera offert dans cette région. Selon le gouvernement de la Nouvelle-Écosse, les enquêtes ont indiqué un degré élevé d'acceptation du gaz naturel à titre de source d'énergie dans cette province.

Nous prévoyons une augmentation continue de la part du marché au titre de l'électricité, en particulier à Terre-Neuve et au Nouveau-Brunswick. Toutefois, il est difficile d'évaluer les perspectives de pénétration supplémentaire de l'électricité sur le plan de l'utilisation industrielle, car elle dépend de la mesure dans laquelle davantage d'agrandissements et de modernisation des usines de pâtes et de papier auront lieu. La modernisation a déjà mené à l'utilisation de processus thermomécaniques de fabrication des pâtes à papier qui consomment environ trois fois plus d'électricité par tonne de pâte produite que le procédé de production des pâtes par voie chimique ou selon le procédé Kraft.

Le bois jouit maintenant d'un bon degré d'acceptation sur les marchés de l'Atlantique et nous supposons qu'il y aura une poursuite de sa pénétration sur les marchés résidentiels et industriels au cours des quelques prochaines années, grâce aux programmes de remplacement du pétrole. Toutefois, à plus long terme, on prévoit un nivellement de la demande et, par conséquent, une baisse de cette part à mesure que les approvisionnements accessibles seront utilisés.

La figure 4-2 donne les prévisions du niveau et de la répartition de la demande d'utilisation finale sur les marchés de l'Atlantique (y compris les exigences de transport).

Québec

Au Québec, l'électricité est un concurrent important pour l'approvisionnement des secteurs résidentiel, commercial et industriel. Actuellement, Hydro-Québec dispose d'excédents importants d'hydroélectricité qu'elle commercialise de façon active au pays et aux États-Unis. En même temps, les distributeurs de gaz naturel font une promotion de l'utilisation accrue du gaz à mesure que les régions desservies sont graduellement agrandies. Le résultat de cette concurrence mène à un conflit direct étant donné que ces deux sources d'énergie essayent de remplacer l'utilisation restante du pétrole.

Une incertitude considérable existe quant au résultat final de cette concurrence et de ses répercussions sur les parts du marché occupées par le gaz naturel et l'électricité. Dans notre cas de référence, nous supposons que les initiatives de commercialisation d'Hydro-Québec remporteront du succès comme cela a été le cas par le passé récent.

En ce qui concerne les marchés résidentiels et commerciaux, les distributeurs de gaz et Hydro-Québec se font activement concurrence pour le remplacement du pétrole. Par exemple, sur les marchés résidentiels, Hydro-Québec a remporté un grand succès en vendant des systèmes de chauffage hybrides (électricité-mazout). Elle a offert de l'aide financière directe aux consommateurs pour couvrir les frais de conversion en sus de ceux qui sont couverts par le gouvernement fédéral en vertu du Programme canadien de remplacement du pétrole et, de plus, cette société établit actuellement son prix pour l'électricité de façon concurrentielle au pétrole. Nous supposons que ces pratiques se poursuivront et qu'elles réussiront à éliminer l'excédent d'électricité. (Le tableau A4-3 de l'annexe 4 donne notre perspective sur les prix relatifs de l'énergie et les parts résultantes de combustibles.)

Les distributeurs de gaz offrent aussi une aide financière aux propriétaires pour la conversion du pétrole au gaz. Par conséquent, environ la moitié de toutes les conversions actuelles dans les régions desservies se font au profit du gaz. À plus long terme, nous supposons une certaine baisse dans le degré de pénétration du gaz dans les résidences existantes. Sur le marché des nouvelles résidences, l'électricité gagne actuellement environ 80 pour cent des clients possibles et il est probable que cet état de chose se poursuive.

Le secteur industriel utilise actuellement environ la moitié de la demande d'énergie des secteurs d'utilisation finale au Québec, à l'exclusion du transport. Par conséquent, il représente un marché préférentiel pour Hydro-Québec et les services publics de gaz naturel. À la suite des programmes vigoureux de commercialisation, tant au niveau des services d'électricité que ceux du gaz, combinés aux stimulants du gouvernement fédéral pour le remplacement du pétrole, la part du marché industriel détenue par les mazouts lourds a été réduite des 28 pour cent de 1978 à 16 pour cent en 1983.

Les initiatives de commercialisation de l'électricité d'Hydro-Québec comprennent une aide financière importante sur le plan des prêts d'investissement de conversion à l'électricité des chaudières industrielles alimentées au mazout. Des rabais pouvant atteindre 50 pour cent sont offerts pour encourager l'utilisation de l'électricité dans les agrandissements d'usines et dans les nouvelles usines et l'excédent d'électricité est vendu à un prix établi à 90 pour cent du prix du mazout lourd et du charbon.

Les programmes du gouvernement fédéral d'encouragement de l'utilisation du gaz naturel sur les marchés industriels comprennent des subventions pour les coûts de conversion par rapport au pétrole. Les gouvernements fédéral et de l'Alberta ont récemment convenu d'introduire des rabais liés au volume pendant une période de trois ans. Les distributeurs de gaz ont introduit des programmes, comme l'aide à la conversion, qui sont supérieurs aux subventions fédérales du Programme d'aide à la conversion industrielle et le gouvernement du Québec a éliminé la taxe de vente provinciale sur le gaz naturel.

Nous supposons que l'électricité et le gaz naturel vont tous deux pénétrer davantage les marchés industriels, principalement aux dépens du mazout lourd. On prévoit que l'électricité accroîtra sa part plus rapidement à la suite de notre supposition selon laquelle l'Hydro-Québec réussira à disposer de ses excédents actuels d'électricité. L'usage de l'électricité va aussi s'accroître à mesure que l'industrie de l'aluminium s'accroît et peut-être aussi à la suite de l'introduction de nouveaux processus industriels exigeant de l'électricité.

L'Hydro-Québec a suggéré, par exemple, que les processus thermomécaniques de fabrication des pâtes à papier pourraient être utilisés dans plus de 20 pour cent de la production de pâte après modernisation de cette industrie.

À long terme, nous prévoyons une faible expansion continue de la part de l'électricité au Québec, ce qui est fondé sur l'hypothèse selon laquelle sa position concurrentielle s'améliorera à mesure que les prix du gaz et du pétrole augmenteront (annexe 4). Bien sûr, cette conclusion dépend de notre hypothèse selon laquelle les prix de l'électricité resteront constants en termes réels et à long terme.

Étant donné nos prévisions de croissance au titre de l'utilisation globale d'énergie au Québec, l'état de la concurrence entre les combustibles qui a été décrit ci-dessus sous-entend que l'utilisation d'énergie sera répartie entre les formes d'énergie comme le montre la figure 4-3.

Ontario

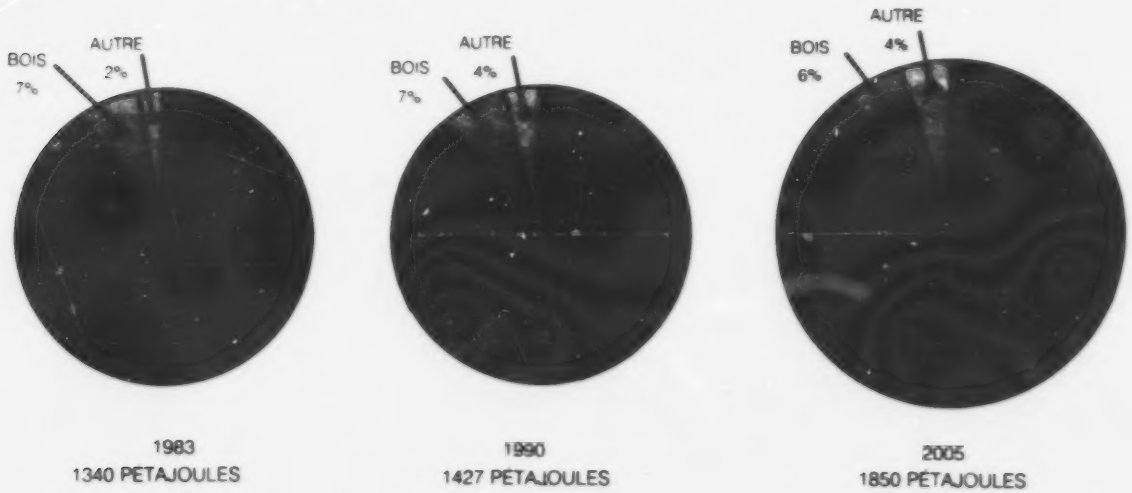
Une concurrence importante entre le gaz naturel et l'électricité existe aussi en Ontario, bien qu'elle soit moins intense qu'au Québec.

Récemment, l'Ontario Hydro a lancé une série de programmes de commercialisation afin de promouvoir l'utilisation plus répandue, mais judicieuse, de l'électricité. Cette société cherche à accroître la part de l'électricité dans la demande énergétique des secteurs d'utilisation finale (à l'exclusion de l'utilisation non-énergétique) des 16 pour cent actuels à quelque 20 pour cent en 1990. Après 1990, on s'attend à ce que ces efforts de commercialisation cessent afin d'éviter toute exigence d'établissement de capacité de production supplémentaire.

L'évolution des parts de combustibles que nous avons supposée correspond à la réalisation des 20 pour cent prévus par l'Ontario Hydro. Toutefois, il existe une incertitude bien considérable étant donné que l'Ontario Hydro est encore en voie de définir son programme de commercialisation et il se peut que nous ayons surestimé l'étendue de l'utilisation de l'électricité aux dépens du pétrole.

Au cours des dernières années, dans les résidences de l'Ontario le gaz naturel et l'électricité ont remplacé le pétrole de façon importante. En 1983, seulement 25 pour cent des résidences utilisaient encore du

Figure 4-3
Utilisation finale de la demande énergétique, Québec



Source tableau A4-1, annexe 4

pétrole comme principale source de chauffage tandis que 56 pour cent utilisaient du gaz naturel et 16 pour cent utilisaient de l'électricité.

Le gouvernement de l'Ontario publie pour les consommateurs des informations sur les coûts et avantages de diverses possibilités de chauffage des locaux. Les renseignements les plus récents[2] montrent que les consommateurs peuvent faire davantage d'économie en passant du pétrole au gaz naturel ou à l'électricité, avec l'option gaz naturel menant à des économies quelque peu plus élevées que l'option électricité.

Les hypothèses de prix utilisées pour cette analyse sont similaires à celles utilisées dans notre travail et par conséquent, nous supposons que les consommateurs de l'Ontario continueront de remplacer le pétrole principalement par du gaz naturel et, dans une moindre mesure, par de l'électricité et du bois (annexe 4). Toutefois, le taux de conversion peut être plus faible qu'au cours du passé récent si le nivellement des prix du pétrole se poursuit. À plus long terme, nous prévoyons une pénétration continue par l'électricité à la suite d'une amélioration des perspectives de concurrence et de l'augmentation de la consommation d'électricité dans les appareils ménagers.

Sur les marchés industriels, il existe une incertitude considérable au sujet de l'évolution possible des parts de combustibles. Il y avait des différences importantes entre les prévisions des mémoires déposés en ce qui concerne la répartition des combustibles industriels. Récemment, l'électricité, la vapeur des centrales nucléaires, les déchets de bois et le charbon ont tous gagné une part aux dépens du mazout lourd et du gaz naturel. En fait, la part du mazout lourd a été coupée de moitié depuis 1978 et ce dernier ne détient actuellement que 6 pour cent du marché.

Nous supposons qu'au cours des quelques prochaines années, il y aura un certain rabais des prix d'électricité, étant donné les efforts de l'Ontario Hydro pour commercialiser l'excédent de puissance sur une base interruptible. En outre, les rabais liés aux volumes qui ont été récemment négociés pour le gaz naturel vont s'appliquer au cours des trois prochaines années. Les prix du gaz naturel et de l'électricité interruptible sont très similaires et, bien que nous supposions que ces deux initiatives serviront à accroître davantage les parts du gaz et de l'électricité, nous trouvons qu'il est difficile d'évaluer les gains probables de chaque combustible, étant donné en particulier que l'espace de manoeuvre est très limité pour accentuer les conversions en remplacement du pétrole.

D'autres initiatives de commercialisation de la part de l'Ontario Hydro peuvent aussi être mises en oeuvre. Le marché de traitement par chauffage direct (comme dans le cas de la fusion des métaux) où les technologies électriques peuvent assurer des avantages sur le plan des améliorations de l'efficacité et d'un meilleur contrôle sont un des domaines où des programmes peuvent être lancés pour accroître l'utilisation de l'électricité.

Étant donné nos perspectives sur les prix de l'énergie et les initiatives de commercialisation de l'Ontario Hydro, nous supposons que l'électricité accroîtra sa part des marchés industriels plutôt que de rester à un niveau constant ou de baisser comme divers mémoires l'ont supposé. Nous prévoyons aussi une plus grande pénétration des marchés par le gaz naturel, appuyée par des initiatives des gouvernements fédéral et de l'Alberta et par une stratégie de commercialisation des services publics de gaz naturel.

En ce qui concerne la concurrence du charbon, nous avons supposé que le gaz naturel ne devrait pas connaître de pertes importantes de charge bien que certains mémoires aient indiqué qu'il y ait déjà eu récemment une certaine conversion au charbon dans les cimenteries. À notre avis, les préoccupations environnementales ainsi que les coûts du matériel et de la manutention vont contrebalancer les importants avantages de prix offerts par le charbon.

Nous ne prévoyons pas que le mazout lourd jouera un rôle important à l'avenir. L'excédent traditionnel de mazout lourd en Ontario a chuté de façon importante à la suite de la rationalisation des raffineries. Plusieurs auteurs de mémoires ont indiqué qu'ils pressentaient que cet excédent pourrait s'accroître avec le temps à la suite de l'utilisation de bruts de moindre qualité et d'une augmentation de la capacité qui mènent, par conséquent, à des rendements plus élevés du mazout lourd. En ce qui nous concerne, nous supposons que l'offre de mazout lourd continuera de baisser à la suite de l'amélioration du raffinage et d'une plus grande rationalisation des raffineries et que dans le cas d'excédents, ils auront tendance à être exportés. Toutefois, de nombreuses installations industrielles de grande envergure disposent d'une capacité d'utilisation de deux combustibles et, compte tenu des conditions favorables de prix et de disponibilité, l'utilisation industrielle de mazout lourd pourrait être plus élevée que ce que nous avons supposé.

La figure 4-4 résume la demande énergétique sur le plan de l'utilisation finale, par combustible, provenant de notre analyse des perspectives de concurrence entre combustibles en Ontario.

Provinces des Prairies

L'utilisation de l'énergie dans les provinces des Prairies est dominée par le gaz naturel, bien que l'usage de l'hydro-électricité se soit accru de façon importante au Manitoba au cours de ces dernières années. Par exemple, sur les marches résidentiels, 26 pour cent des maisons du Manitoba utilisent maintenant de l'électricité comme source de chauffage principal. Une telle pénétration a été stimulée par un gel des taux exigés par la Manitoba Hydro de 1978 à 1983. Le gaz naturel continue d'occuper une bonne place sur le marché des nouvelles résidences bien qu'il n'offre plus un avantage de prix important par rapport à l'électricité. On s'attend à ce que la position concurrentielle du gaz naturel s'améliore un peu au cours des quelques prochaines années, mais qu'elle se détériore graduellement à plus long terme. Par conséquent, nous prévoyons que le gaz naturel gardera sa part des marchés résidentiels pour le reste de cette décennie, mais qu'il baissera lentement au

[2] Ministère de l'Énergie de l'Ontario, *The Homeowner's Oil-Oil Heating Conversion Decision, the Costs and Benefits*, (Coûts et avantages de la décision du propriétaire pour la conversion du chauffage au mazout) Édition de 1983.

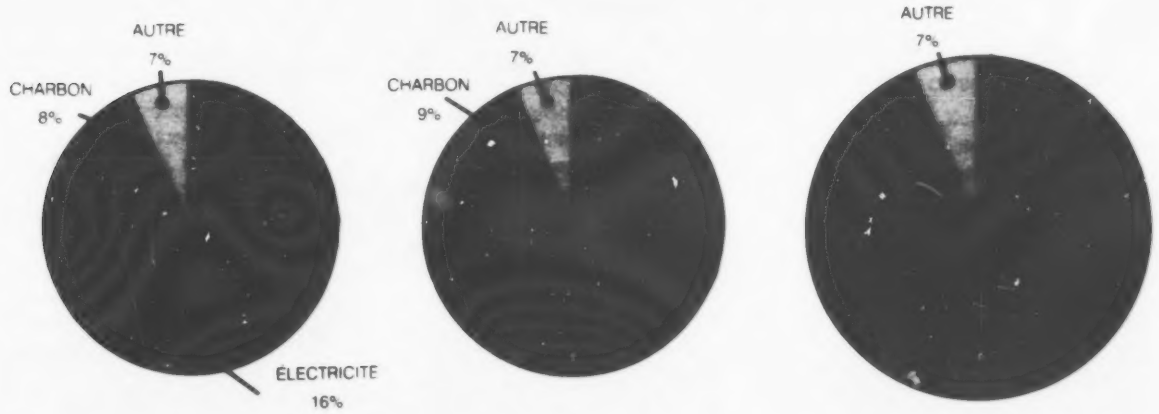
ccurs des années 1990 à mesure que la part de l'électricité augmente peu à peu.

En ce qui concerne les marchés industriels du Manitoba, les distributeurs de gaz ont indiqué qu'une perte de charge importante a eu lieu au cours de ces dernières années, en partie à la suite des fermetures d'usines. Étant donné ces fermetures et vu la concurrence croissante de l'électricité, la part du gaz naturel a baissé à 30 pour cent en 1983 par rapport aux 37 pour cent de 1978. L'électricité a gagné une part de ce marché au cours de cette période et on s'attend qu'elle continue à le faire à l'avenir étant donné que sa position concurrentielle s'améliore aux termes de nos hypothèses d'établissement de prix.

En Saskatchewan, le gaz naturel dispose d'un avantage de prix important par rapport aux autres formes d'énergie et occupe une part importante des marchés résidentiel, commercial et industriel. Dans son mémoire, le gouvernement de la Saskatchewan montre que la Saskatchewan Power Corporation étend le réseau de distribution du gaz aux marchés ruraux et l'on pense que cet agrandissement permettra d'accroître la part détenue par le gaz naturel aux dépens du pétrole. Nous supposons que le gaz naturel gardera sa position dominante sur les marchés résidentiel, commercial et industriel, pour ce qui est de la période de prévision, de telle sorte que la demande sera déterminée par les perspectives de croissance démographique et économique ainsi que par l'économie d'énergie.

Le gaz naturel est aussi utilisé de façon extensive en Alberta où il répond actuellement à environ 65 pour cent des besoins d'utilisation finale à l'exclusion du transport. Tout comme en Saskatchewan, le gaz naturel va vraisemblablement continuer d'être le combustible prédominant dans les secteurs résidentiel, commercial et industriel. Toutefois, nous supposons que l'élec-

Figure 4-4
Utilisation finale de la demande énergétique, Ontario



Source: tableau A4-1, annexe 4

tricité continuera de pénétrer le marché industriel. Ceci reflète le point de vue exprimé par l'Electric Utility Planning Council of Alberta (EUPC) selon lequel l'électricité sera utilisée de façon plus extensive dans les industries telles que le traitement de gaz naturel, les usines de retraitement et dans les usines des sables pétrolifères. Toutefois, l'étendue de la pénétration de l'électricité sur ce marché est incertaine et nous ne prévoyons pas de croissance aussi rapide de la demande d'électricité que ne le fait l'EUPC.

La figure 4-5 résume nos prévisions de la taille et de la distribution de la demande d'énergie sur le plan de l'utilisation finale, y compris les besoins de transport, dans les provinces des Prairies.

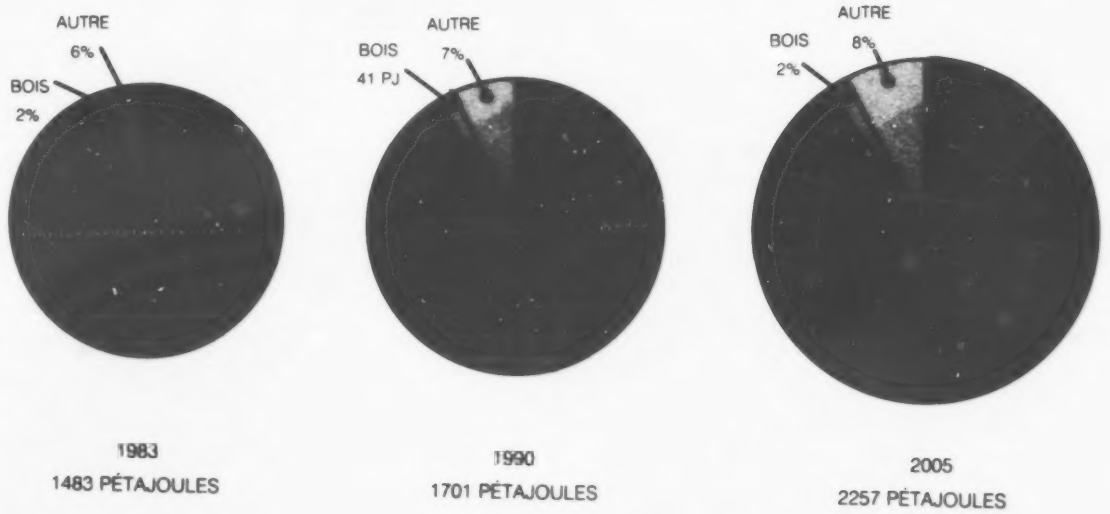
Colombie-Britannique, Yukon et Territoires du Nord-Ouest

En Colombie-Britannique l'utilisation de l'énergie est répartie de façon plus uniforme entre les différentes formes d'énergie que dans d'autres régions; le gaz et l'électricité servent à environ 25 pour cent de l'utilisation finale de l'énergie, à l'exclusion du transport, et le bois à un tiers, environ. Toutefois, le Yukon et les Territoires du Nord-Ouest dépendent fortement de l'utilisation du pétrole et on ne s'attend pas à ce que cette situation se modifie dans l'avenir prévisible.

Le gouvernement de la Colombie-Britannique songe activement à construire un gazoduc jusqu'à l'Île Vancouver. Nos prévisions supposent qu'un gazoduc sera construit jusqu'à l'Ile Vancouver en 1986 et que, par conséquent, il y aura une utilisation accrue de gaz naturel principalement aux dépens du pétrole. Dans le cas où ce gazoduc ne verrait pas le jour, on prévoit que la part d'utilisation finale de la demande du gaz naturel sera inférieure en 2005 d'environ 2 points de pourcentage par rapport à ce qui est indiqué à la figure 4-6.

Bien que le gouvernement de la Colombie-Britannique ait adopté une politique d'augmentation graduelle du prix du gaz naturel jusqu'à une parité de 65 pour cent avec le pétrole en 1990, ceci se fera pendant une période au cours de laquelle on s'attend aussi à des augmentations réelles des prix de l'électricité. Par conséquent, le prix du gaz naturel par rapport à l'électricité

Figure 4-5
Utilisation finale de la demande énergétique, Prairies



Source: tableau A4-1, annexe 4

restera relativement constant. Au-delà de 1990, notre hypothèse de prix réels constants de l'électricité sous-entend une amélioration graduelle de la position concurrentielle de cette forme d'énergie (annexe 4, tableau A4-3).

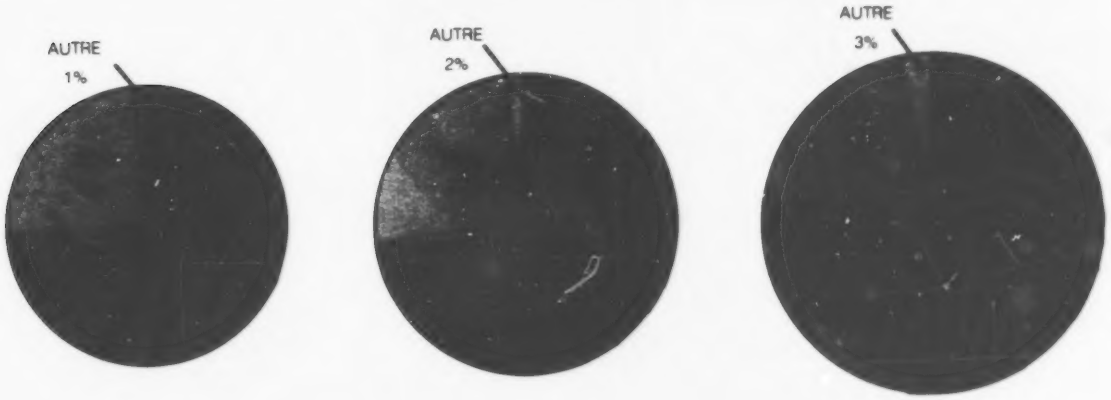
Bien que nous prévoyons une augmentation continue de la part du gaz naturel sur les marchés résidentiels, en partie à la suite de notre hypothèse au sujet du gazoduc de l'Île Vancouver, l'augmentation de l'utilisation du gaz sera limitée. Ceci est prévu étant donné que le gaz occupe déjà une très grande partie du marché (environ 56 pour cent des résidences utilisent du gaz actuellement) et que nous prévoyons une économie d'énergie considérable dans les résidences.

Dans l'industrie, il y a eu un passage considérable du mazout lourd aux déchets de bois et à la liqueur noire au cours de ces dernières années, à la suite tant des augmentations de prix du pétrole et du gaz naturel que de la mise en oeuvre des programmes du gouvernement fédéral comme le Programme d'énergie renouvelable de l'industrie forestière. Les déchets de bois répondent à environ la moitié de tous les besoins d'énergie industrielle actuellement en Colombie-Britannique.

Nous supposons une pénétration accrue de l'électricité sur les marchés industriels de la Colombie-Britannique à la suite de l'adoption de procédés thermomécaniques de fabrication des pâtes à papier exigeant de l'électricité, et aussi des rabais sur les prix de l'électricité à l'industrie se chiffrant à environ 30 pour cent qu'offre actuellement la B.C. Hydro.

Quant à la part du gaz naturel sur les marchés industriels, elle est plus problématique. Nous avons supposé une augmentation importante, en partie à la suite de la conversion supposée de l'industrie locale de l'Île Vancouver pour passer du mazout au gaz après 1986. Toutefois, il est loin d'être sûr que la combinaison de la hausse des prix du gaz naturel en Colombie-Britannique et de la disponibilité continue de mazout lourd du nord-ouest des États-Unis, puisse mener à une utilisation aussi importante du gaz naturel dans l'industrie que nous l'avons supposé.

Figure 4-6
Utilisation finale de la demande énergétique, C.-B., Yukon et T.N.-O.



Source: tableau A4-1, annexe 4

La figure 4-6 montre les prévisions d'utilisation finale de la demande par combustible en Colombie-Britannique, au Yukon et dans les Territoires du Nord-Ouest.

4.3 Demande globale d'utilisation finale par combustible

Nos évaluations des perspectives régionales d'utilisation finale de la demande de différentes formes d'énergie sous-entendent globalement une évolution dans la distribution de l'utilisation des combustibles au Canada comme le montre le tableau 4-3 et le graphique de la figure 4-7.

On prévoit que la baisse soudaine de la part du pétrole, soit de 59 pour cent en 1973 à 43 pour cent en 1983, se poursuivra et chutera jusqu'à 31 pour cent d'utilisation finale de la demande d'énergie en 2005. En conséquence, les parts du gaz naturel et de l'électricité augmenteront de façon importante. À la fin de la période des prévisions, le pétrole et le gaz naturel constitueront des proportions à peu près égales de l'utilisation finale de l'énergie au Canada. Le transport a recours presqu'exclusivement au pétrole et on a supposé que l'utilisation de ce dernier comme combustible de chauffage sera marginale en 2005. Nous indiquons une faible hausse de l'utilisation des formes d'énergie de remplacement à la suite de notre hypothèse selon laquelle la conjoncture liée à leur utilisation, combinée à notre hypothèse de profil de prix de l'énergie classique, ne serait pas favorable à leur expansion rapide.

La comparaison de nos prévisions de parts de combustibles en l'an 2000 avec celles des principaux déposants est donnée au tableau 4-4. Tous ont supposé des tendances dans la même direction – moins de pétrole, plus de gaz et d'électricité. Toutefois, il y a des différences importantes quant au niveau de remplacement du pétrole et aux points de vue sur le degré d'expansion dans les secteurs du gaz naturel et de l'électricité.

Notre évaluation de la sensibilité de la répartition des parts de combustibles, par rapport aux autres hypothèses au sujet des prix mondiaux du pétrole et de la croissance économique, (tableau 4-5) suggère que:

- la demande de produits pétroliers raffinés est la plus sensible aux variations de ces deux variables;
- la croissance économique affecte l'utilisation du gaz et de l'électricité de façon à peu près égale;
- l'incidence des prix du pétrole sur la demande d'électricité est très faible.

La faible incidence des prix du pétrole sur la demande d'électricité provient d'effets compensatoires. Les changements du prix du pétrole affectent:

- la demande globale d'énergie, car ils modifient le prix moyen de l'énergie en général par rapport aux prix d'autres denrées et services;
- la répartition de la demande entre les combustibles, car ils affectent les prix du pétrole et du gaz par rapport à l'électricité.

Tableau 4-3
Demande d'énergie d'utilisation finale par combustible

	Pétajoules		Pourcentage des parts	
	1983	2005	1983	2005
Pétrole	2 773	2 750	43	31
Gaz	1 573	2 857	25	31
Électricité	1 161	2 211	18	24
LGN	125	288	2	3
Charbon	233	376	4	4
Vapeur	57	22	1	—
Renouvelables	484	664	7	7
Total	**6 407**	**9 168**	**100**	**100**

Tableau 4-4
Parts de la demande d'énergie d'utilisation finale en 2000[1]

(Pourcentage)

	Pétrole	Gaz	Electricité	Autres
Dome-Faible	40	28	—	—
Gulf	36	27	23	14
Husky/NOVA	41	29	19	11
Impériale	29	30	24	17
Petro-Canada-Cas de Base	32	31	27	10
Shell	35	31	20	14
ONÉ	31	31	23	15

[1] La plupart des intervenants n'ont pas donné de prévisions de la demande d'énergie au-delà de l'an 2000

Par exemple, une hausse des prix du pétrole réduit la demande globale d'énergie et réduit, par conséquent, la demande de tous les combustibles, y compris l'électricité, mais en même temps, elle réduit le prix relatif de l'électricité ce qui mène à une augmentation de sa part d'une plus faible utilisation globale.

Le tableau 4-6 donne notre évaluation des limites supérieures et inférieures probables de la demande de chaque forme de l'énergie en l'an 2000. Les estimations fournies par les auteurs des principaux mémoires sont incluses à titre de comparaison.

Par rapport à notre prévision de l'utilisation finale de la demande dans le rapport 1981 de l'ONÉ, la demande de pétrole est considérablement plus faible maintenant et pendant toute la période de prévision, comme l'indique le tableau 4-7.

On prévoit des exigences plus faibles d'utilisation du pétrole dans tous les secteurs d'utilisation finale à la suite des programmes de remplacement du pétrole, de la plus faible croissance économique et des améliorations supplémentaires dans l'efficience de l'utilisation du pétrole dans les secteurs industriels et du transport. La baisse de la demande de gaz naturel n'est pas fort différente de la demande globale d'utilisation finale. Toutefois, le changement dans l'utilisation prévue de l'électricité est minimal, ce qui reflète la commercialisation des excédents d'électricité par les sociétés de services publics qui a déjà eu lieu et qui va vraisemblablement se poursuivre à l'avenir.

Tableau 4-5
Changements de la demande en 2005 par rapport au cas de référence

(Pourcentage)

	Pétrole	Gaz	Electricité	Autres	Total
Croissance supérieure	17	11	12	6	12
Croissance inférieure	–14	–8	–9	–4	–9
Prix supérieur	–12	–7	2	0	–5
Prix inférieur	9	6	–2	0	4

Table 4-6
Demande totale d'utilisation finale d'énergie en 2000

(Pétajoules)

	Pétrole	Gaz	Electricité	Autres[1]	Total
ONÉ – Forte	2 980	2 820	2 170	1 350	9 320
– Référence	2 630	2 591	1 977	1 291	8 489
– Faible	2 320	2 400	1 810	1 250	7 780
Amoco	—	2 530	—	—	—
Dome – Faible	3 711	2 577	—	—	9 181
Gulf	3 040	2 302	1 955	1 231	8 528
Husky/NOVA	3 647	2 588	1 718	1 009	8 962
Impériale	2 207	2 296	1 811	1 246	7 560
Petro-Canada-					
Cas de base	2 835	2 808	2 426	871	8 940
Shell	2 744	2 446	1 547	1 102	7 839

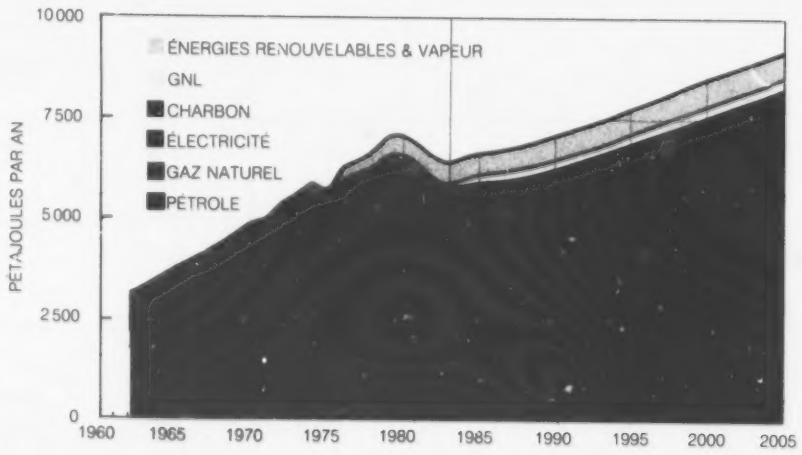
[1] Calculés comme résiduels.

Tableau 4-7
Prévisions de l'ONÉ de la demande d'énergie d'utilisation finale par combustible

(Pétajoules)

	1983	1990	2000
Pétrole			
Rapport 1981 de l'ONÉ	3 531	3 407	3 880
Mise à jour O/D 1984	2 773	2 482	2 630
Différence en pour cent	–22	–27	–32
Gaz naturel			
Rapport 1981 de l'ONÉ	1 863	2 450	3 135
Mise à jour O/D 1984	1 573	2 012	2 591
Différence en pour cent	–16	–18	–17
Electricité			
Rapport 1981 de l'ONÉ	1 207	1 491	2 069
Mise à jour O/D 1984	1 161	1 486	1 977
Différence en pour cent	–4	0	–4

Figure 4-7
Demande d'énergie d'utilisation finale et par combustible, Canada



Source: tableau A4-1, annexe 4
tableau A10-3, annexe 10

CHAPITRE 5

ÉLECTRICITÉ

Dans le présent chapitre, nous évaluons les incidences de nos prévisions de la demande d'électricité sur la future production d'énergie et la combinaison résultante de combustibles à utiliser pour produire de l'électricité. Les prévisions de la demande d'utilisation finale données au chapitre 4, exprimées en pétajoules, sont converties en unités d'énergie électrique et redressées ensuite pour tenir compte de l'usage propre au service producteur ainsi que des pertes et des évaluations des ventes interprovinciales et des exportations possibles. Nous nous sommes servis de ces besoins énergétiques et des renseignements sur les projets d'expansion de la capacité de production fournis par les services publics d'électricité pour effectuer la prévision des capacités de production requise pour les centrales de chaque province et finalement les quantités de plusieurs catégories de combustible qui seraient nécessaires pour produire l'électricité chaque année. Les quantités de combustibles utilisés pour produire l'électricité sont ensuite ajoutées aux sommes des mêmes combustibles dont on prévoit l'utilisation à d'autres fins, comme signalé dans d'autres chapitres du présent rapport, afin de déterminer une demande globale de toutes les sources d'énergie primaire.

Dans l'industrie de l'électricité, les unités utilisées pour l'énergie et la puissance sont des multiples du kilowatt-heure (kW.h) et du kilowatt (kW). D'autres multiples de ces unités que l'on a utilisés dans le présent rapport sont les gigawatt-heures (GW.h), les térawatt-heures (TW.h), les mégawatts (MW) et les gigawatts (GW).

Le tableau 5-1 donne en térawatt-heure les prévisions de la demande exprimées en pétajoules dans les chapitres précédents. On a utilisé un facteur de conversion normalisé de 3,6 mégajoules par kilowatt-heure.

Le tableau donne aussi des estimations de charge de pointe pour chaque province et par région. Ces charges ont été calculées, en général sur des données historiques, en prenant comme hypothèse un facteur de charge pour chaque province. Une fourchette de 58 à 65 pour cent caractérisait la plupart de ces facteurs de charge.

Les provinces sont chargées d'assurer un approvisionnement suffisant d'électricité pour satisfaire leurs besoins. Dans les Territoires, c'est une société de la Couronne fédérale qui fournit la majeure partie de l'électricité. Les services publics d'électricité, qui appartiennent à la province ou sont établis et réglementés par elle pour fournir de l'électricité à l'intérieur des frontières provinciales, prévoient les besoins de consommation 10 à 15 ans d'avance, et prennent ensuite leurs dispositions pour la construction des installations de production et de transmission ainsi que pour l'approvisionnement des combustibles et des autres ressources nécessaires au moment où l'électricité doit être produite. Les industries produisant leur propre électricité planifient de la même façon la construction de leurs centrales de production plusieurs années d'avance.

La plupart des services canadiens d'électricité ont contribué à l'étude actuelle de l'Office. Dans certains cas, les gouvernements provinciaux concernés, les industries, et les associations ont inclus des renseignements sur l'électricité dans le rapport. Les sections s'appuient extensivement sur les renseignements fournis par ces sources.

Tableau 5-1
Demande d'électricité au Canada,[1] 1990

	Demande énergétique interne		
	Pétajoules	Térawatt-heures	Charge de pointe Gigawatts
Terre-Neuve	44	12,2	2,26
Île-du-Prince-Édouard	3	0,7	0,15
Nouvelle-Écosse	34	9,4	1,67
Nouveau-Brunswick	45	12,5	2,53
Total pour l'Atlantique	**125**	**34,8**	**6,61**
Québec	573	159,2	29,41
Ontario	492	136,6	24,38
Manitoba	62	17,2	3,37
Saskatchewan	50	14,0	2,69
Alberta	131	36,5	6,49
Total des Prairies	**243**	**67,6**	**12,55**
Colombie-Britannique	199	55,3	9,42
Yukon	2	0,5	0,10
Territoires du Nord-Ouest	2	0,6	0,13
Total pour la C.-B. et le Nord	**203**	**56,5**	**9,65**
Total pour le Canada	**1 637**	**454,7**	**82,60**

[1] À l'exclusion des ventes d'exportation

Toutes les provinces limitrophes des États-Unis auront un certain accès aux marchés d'électricité de ce pays. Nous avons essayé de prévoir les exportations possibles et ce faisant, nous avons supposé que tous les excédents d'énergie hydroélectrique et nucléaire qui ne sont pas vendus aux provinces adjacentes seraient exportés, sous réserve de la capacité de transfert des interconnexions internationales existantes et engagées. Dans certains cas, il y aura des marchés d'exportation pour l'électricité produite dans les centrales thermiques au charbon.

On n'a tenu aucun compte des exportations d'excédents d'électricité qui pourraient être produits dans des centrales thermiques au mazout ou au gaz naturel, sauf pour certaines exportations garanties du Nouveau-Brunswick qui prendront fin en 1986. Des exportations de ce genre seront vraisemblablement faibles. Nous avons aussi supposé un faible élément d'exportation dédiée (Lepreau II au Nouveau-Brunswick) et la mise en service avancée de production d'électricité (centrale Limestone au Manitoba) en nous fondant sur les rapports publiés, afin de tenir compte des exportations possibles envisagées actuellement par les services d'électricité. À l'exception de ces exportations, les prévisions ne comprennent aucun projet supplémentaire devançant la construction d'installations, ou les mettant en place, pour une production expressément aux fins d'exportation.

Le présent rapport ne se propose pas d'évaluer les avantages ou la faisabilité d'exportation de l'électricité. Toute exportation de cette sorte est soumise à l'approbation de l'Office.

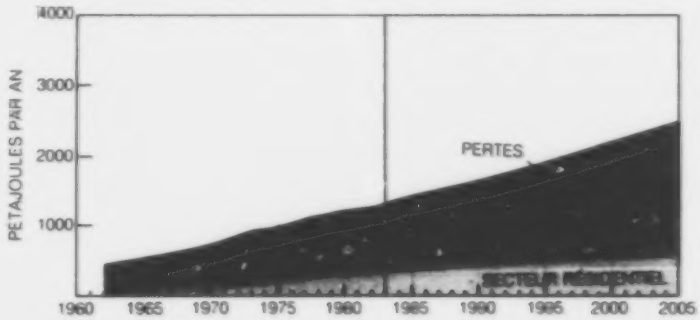
5.1 Demande globale d'électricité

Au cours de ces dernières années, la croissance de la demande d'électricité a accusé une forte baisse par rapport aux taux d'augmentation stables et très élevés qui ont caractérisé la croissance de l'utilisation de l'électricité au cours des années 60 et au début des années 70. Prévoyant une croissance continue proche de ces taux, les services publics d'électricité ont construit des installations pour y faire face. Le résultat net de cette planification est que la capacité de production existante dépasse de loin les besoins actuels et ceux qui sont prévus au cours des quelques prochaines années. Par conséquent, les futurs plans d'expansion ont été réduits en proportion et comme on l'a fait remarquer au chapitre 4, certains services d'électricité ont mis en oeuvre des barèmes de prix incitatifs pour encourager l'utilisation accrue de l'électricité. Dans nos prévisions de la demande, nous avons essayé de tenir compte de l'incidence de ces barèmes incitatifs. Nous avons aussi noté qu'une intense concurrence existe entre le gaz naturel et l'électricité, en particulier au Canada central et que le résultat de la lutte pour les marchés est loin d'être clair.

Notre prévision de la croissance de la demande d'électricité reflète notre point de vue selon lequel les services d'électricité vont réussir dans leur tentative de disposition de la capacité excédentaire existante. Par conséquent, nous prévoyons une croissance de la demande d'électricité à un taux annuel moyen de 3.5 pour cent pour le reste de la décennie suivi d'une baisse à un taux annuel moyen de 2.6 pour cent entre 1990 et 2005. Bien qu'ils soient faibles par rapport à la croissance passée des besoins d'électricité, ces taux de croissance sont bien plus élevés que ceux que nous avons prévu pour la demande d'utilisation finale de l'énergie, à l'exclusion du secteur des transports, soit 1.7 et 2.0 pour cent pour les périodes de 1983-1990 et 1990-2005 respectivement.

Le tableau 5-2 compare notre prévision du cas de référence en ce qui concerne la croissance dans la demande d'utilisation finale d'électricité par rapport aux prévisions établies par les services d'électricité

Figure 5-1
Demande totale d'électricité au Canada



Source: tableau A5-2, annexe 5
tableau A10-3, annexe 10

[1]Comprend les utilisations peu importantes aux fins de transport

et d'autres déposants. Dans la plupart des cas, nos taux de croissance provinciaux sont similaires à ceux des services d'électricité (voir l'annexe 5 pour une comparaison plus détaillée).

L'incertitude des perspectives sur le plan de l'électricité est reflétée dans notre prévision de la fourchette plausible des besoins. (Tableau 5-3). Il y a une différence de 13 pour cent entre nos estimations supérieures et inférieures pour 1990 et de 22 pour cent pour 2005.

5.2 Capacité de production et production d'énergie par région

La demande d'électricité au niveau des clients varie en fonction de l'heure du jour et de la saison: les services publics canadiens d'électricité ont leur demande de pointe en hiver et d'habitude elle a lieu en décembre ou en janvier. Les producteurs d'électricité doivent disposer d'une capacité de production suffisante pour satisfaire cette demande de pointe.

Une saine pratique d'ingénierie exige aussi l'établissement d'une réserve de capacité de production pour faire face aux défaillances possibles du matériel ainsi que pour en assurer l'entretien et pour garantir aux clients un service fiable et permanent. Certains services peuvent exiger une marge de réserve légèrement plus importante que d'autres en fonction des conditions d'exploitation individuelles.

Chaque groupe de production d'électricité aura une quantité d'énergie qui lui

Tableau 5-2
Prévisions du taux de croissance de la demande d'électricité[1]

1983-2000
À moins d'indication contraire

(Pourcentage par an)

	Canada	T.-N.	N.-É.	Î.-P.-É.	N.-B.	Québec	Ontario	Manitoba	Sask.	Alberta	C.-B.	Yukon & T.-N.-O.
ONÉ 1983-2005	3.0	4.0	4.1	3.7	4.0	3.0	2.5	1.9	3.1	3.4	3.2[2]	—
ONÉ 1983-2000	3.2	4.4	4.4	4.2	4.4	3.3	2.7	2.1	3.2	3.5	3.3[2]	—
Services publics provinciaux	—	—	—	1.8	3.2[3]	2.3[3]	2.6	2.9	—	4.4	3.4	2.9
Gouvernements provinciaux	—	4.6	2.5	—	3.1[3]	1.3-3.5[3]	2.4	—	2.9	—	—	—
GIC	—	—	—	—	—	2.2	—	—	—	—	—	—
APC	—	—	—	—	—	—	2.5	—	—	—	2.2[2][3]	—
Gulf	3.1	4.0	4.0	4.0	4.0	2.7	3.3	2.6	3.1	3.9	2.6[2]	—
Husky/NOVA	2.5	—	—	—	—	—	1.9	—	3.5	2.2	3.1[2]	—
Impériale	2.5	2.7	2.7	2.7	2.7	1.6	2.6	—	—	5.0	2.5[2]	—
Pétro-Canada	4.4	6.3	6.3	6.3	6.3	2.4	4.5	4.5	8.6	5.8	5.4[2]	—
Shell	1.7	2.5	2.0	2.0	2.0	1.6	1.6	0.9	1.6	2.8	1.7[2]	
TCPL	—	—	—	—	—	2.2	1.9	2.3	1.8	—	—	—

[1] À l'exclusion des pertes.
[2] Comprend le Yukon et les T.-N.-O.
[3] Les années sont différentes de celles qui sont indiquées.

Tableau 5-3
Fourchette de la demande globale d'électricité

	1983		1990		2005	
	PJ[1]	TW.h[2]	PJ	TW.h	PJ	TW.h
Supérieur	1 282	356	1 740	478	2 704	730
Cas de référence	1 282	356	1 637	455	2 431	675
Inférieur	1 282	356	1 545	429	2 222	617

(1) PJ - Pétajoules
(2) TW.h - Terawatt-heures

sera associée et l'on peut raisonnablement s'attendre qu'elle la produira chaque année. Il y a plusieurs catégories différentes de groupes de production, chacune d'elle étant conçue pour une catégorie de service particulier correspondant à la période pendant laquelle elle peut fonctionner. Par exemple, un réacteur nucléaire de charge de base peut fonctionner 85 pour cent du temps et produire une quantité considérable d'énergie tandis qu'une centrale de pointe thermique au mazout, de même capacité, peut n'être exploitée que 5 pour cent du temps et ne produire que très peu d'énergie.

Si les besoins des clients ne sont pas aussi élevés que prévus, on peut disposer d'énergie excédentaire. La quantité d'énergie produite pour les exportations dépendra des conditions du marché, des capacités d'interconnexion aux services d'électricité des États-Unis, des coûts des combustibles et des niveaux des réservoirs au Canada. Pendant la prochaine décennie, la poursuite de l'utilisation continue du pétrole pour la production d'électricité aux États-Unis et la disponibilité d'excédents plus économiques d'énergie hydro-électrique et thermique au charbon du Canada vont vraisemblablement offrir d'importantes occasions de vente d'énergie de remplacement du pétrole. Dans les années 1990, les services d'électricité des États-Unis peuvent aussi avoir besoin d'une capacité garantie qui pourrait offrir des occasions d'exportation aux services publics du Canada.

Prévisions par province

Dans chaque province, les projets d'expansion future de la production d'électricité sont fondés sur l'utilisation des différentes ressources primaires. En Alberta et en Saskatchewan, par exemple, les plans d'expansion sont fondés en grande partie sur l'aménagement des gisements de houille locaux et au Québec, au Manitoba et en Colombie-Britannique, ils sont fondés sur les ressources de la houille blanche.

Étant donné que les moyens de production sont différents et que la planification est effectuée au niveau provincial, nous commencerons par décrire sommairement les perspectives d'évolution de la capacité et de la production pour satisfaire les besoins énergétiques par province. On tient compte des transferts interprovinciaux possibles et des exportations. Nous résumons ensuite les incidences de l'évolution de la capacité et de la production au Canada.

Le tableau 5-4 résume la répartition actuelle de la capacité installée et de la production d'énergie dans les provinces.

Les tableaux 5-5 à 5-16 donnent nos prévisions sur les données de la capacité et de la production par province et territoire. Des renseignements plus détaillés sont donnés aux tableaux A5-4 et A5-5 de l'annexe 5. Il est bon de noter que la capacité restante indiquée dans les tableaux sommaires provinciaux comprennent la capacité de réserve requise.

Terre-Neuve et Labrador

Bien que la province de Terre-Neuve dispose d'une vaste capacité de production hydro-électrique au Labrador, la plus

Tableau 5-4
Capacité installée et production par province et territoire
1983

	Capacité		Énergie	
	Pour cent	Mégawatts	Pour cent	Gigawatt-heures
Terre-Neuve	8.8	7 445	10.1	40 123
Île-du-Prince-Édouard	0.1	110	—	11
Nouvelle-Écosse	2.5	2 083	1.2	4 890
Nouveau-Brunswick	4.0	3 371	2.9	11 540
Québec	25.8	21 829	27.9	110 607
Ontario	29.9	25 222	29.8	117 989
Manitoba	4.8	4 061	5.6	22 110
Saskatchewan	3.0	2 567	2.5	9 946
Alberta	7.5	6 298	7.3	28 757
Colombie-Britannique	13.2	11 182	12.5	49 315
Yukon	0.1	126	0.1	243
Territoires du Nord-Ouest	0.2	190	0.1	494
Total	**100**	**84 484**	**100**	**396 025**

Source : Tableaux A5-4 et A5-5, annexe 5

Tableau 5-5
Production d'électricité à Terre-Neuve et au Labrador

	1983	1990	2005
Capacité de production (MW)	7 445	7 805	9 541
Demande de pointe interne	1 614	2 261	3 869
Demande de pointe du réseau	6 839	7 476	9 054
Capacité restante	606	329	487
Pourcentage de pointe interne[1]	S/O	14.6	12.6
Production d'énergie (GW h)	40 123	47 382	56 220
Hydro-électricité	39 516	44 508	55 866
Charbon	—	—	—
Nucléaire	—	—	—
Autre	607	2 874	354
Consommation interne (GW h)	8 884	12 186	20 721
Transfert interprov. net (vers l'extérieur)	31 239	35 196	35 499
Exportations nettes	—	—	—

[1] La capacité restante est exprimée comme un pourcentage de la demande de pointe interne de Terre-Neuve et du Labrador plutôt que de la demande de pointe du réseau. Pour 1983, le pourcentage de la demande de pointe interne n'a pas été calculé étant donné que les réseaux de l'Île de Terre-Neuve et du Labrador ne sont pas interconnectés.

grande partie de celle-ci est engagée aux termes d'un contrat à long terme pour approvisionner le Québec. Actuellement, les réseaux d'électricité de Terre-Neuve et du Labrador ne sont pas interconnectés. Actuellement, la province dépend fortement de la capacité de production des centrales thermiques au pétrole pour approvisionner l'île. Dans le cas de référence, nous avons supposé que la capacité hydro-électrique du Labrador serait disponible à l'île de Terre-Neuve par câble sous-marin au début des années 1990. Par la suite, un fort pourcentage de l'énergie utilisée dans la province sera d'origine hydro-électrique et remplacera la majeure partie de la production par centrale thermique au pétrole.

Île-du-Prince-Édouard

Bien que l'Île-du-Prince-Édouard dispose de suffisamment de capacité de production thermique au pétrole pour ses propres besoins, elle a obtenu pour des raisons économiques la plus grande partie de son énergie du Nouveau-Brunswick, par l'intermédiaire d'une interconnexion par câble sous-marin. Bien que le cas de référence ait supposé l'installation d'une centrale thermique au charbon de 50 mégawatts au début des années 1990, on reconnaît que l'Île-du-Prince-Édouard peut, à titre d'alternative, prendre des dispositions pour les achats supplémentaires de capacité auprès des provinces avoisinantes. En conséquence, les futures sources d'énergie peuvent provenir soit du charbon soit des achats auprès d'autres provinces.

Tableau 5-6
Production d'électricité à l'Île-du-Prince-Édouard

	1983	1990	2005
Capacité de production (MW)	110	155	245
Demande de pointe interne	115	152	275
Demande de pointe du réseau	115	152	275
Capacité restante[1]	22	45	44
Pourcentage de pointe du réseau	19.1	29.6	16.0
Production d'énergie (GW h)	11	100	900
Hydro-électricité	—	—	—
Charbon	—	—	881
Nucléaire	—	—	—
Autre	11	100	19
Consommation interne (GW h)	555	716	1250
Transfert interprov. net (à l'intérieur)	544	616	350
Exportations nettes	—	—	—

[1] Tient compte de la capacité achetée au Nouveau-Brunswick: 27 mégawatts en 1983, 42 mégawatts en 1990 et 74 mégawatts en 2005.

Nouvelle-Écosse

La capacité de production de la Nouvelle-Écosse est actuellement de 35 pour cent thermique au charbon, de 48 pour cent au pétrole, et de 17 pour cent d'hydro-électricité. Bien qu'en 1984, la capacité de génération de la province se soit accrue de la centrale expérimentale marémotrice Annapolis de 20 mégawatts, aux fins de cette

Tableau 5-7
Production d'électricité en Nouvelle-Écosse

	1983	1990	2005
Capacité de production (MW)	2 083	2 226	4 003
Demande de pointe interne	1 258	1 667	2 909
Demande de pointe du réseau	1 258	1 667	2 909
Capacité restante	825	559	1 094
Pourcentage de pointe du réseau	65.6	33.5	37.6
Production d'énergie (GW.h)	4 890	9 229	16 237
Hydro-électricité	997	1033	1 033
Charbon	2 330	5 715	14 602
Nucléaire	—	—	—
Autre	1 563	2 481	602
Consommation interne (GW.h)	5 565	9 359	16 367
Transfert interprov. net (à l'intérieur)	675	130	130
Exportations nettes	—	—	—

étude, nous avons supposé qu'une centrale marémotrice de grande envergure ne serait pas mise en service avant 2005. Nous avons supposé que davantage de production d'électricité par centrale thermique au charbon serait utilisée au début des années 1990. On s'attend à ce que la province dépende fortement de l'énergie produite à partir du charbon pendant toute la période de l'étude, en se servant du charbon exploité dans la province. Après 1989, de faibles quantités de gaz naturel peuvent être utilisées pour la production d'électricité.

La Nouvelle-Écosse est interconnectée au Nouveau-Brunswick et peut par moment acheter de l'énergie auprès de cette province.

Nouveau-Brunswick

Actuellement, le Nouveau-Brunswick dispose d'une capacité de production comprenant 27 pour cent d'hydro-électricité, 46 pour cent thermique au pétrole, 8 pour cent thermique au charbon et 19 pour cent nucléaire. Nous avons supposé qu'une centrale nucléaire de 630 mégawatts supplémentaires sera installée au début des années 1990 pour les exportations et que les principales centrales thermiques existantes au pétrole seront converties au charbon. Bien qu'au cours des années 1990, la principale source d'énergie électrique de la province sera fondée sur les centrales nucléaires et que la majeure partie de l'énergie nucléaire puisse être exportée, il y aura encore une quantité importante d'électricité produite à partir du charbon et les achats du Québec continueront d'être importants. Après 1989, une certaine quantité de gaz naturel pourra être utilisée pour la production d'électricité.

Le Nouveau-Brunswick est interconnecté au Québec, à la Nouvelle-Écosse, à l'Île-du-Prince-Édouard et aux États de la Nouvelle-Angleterre et achète

Tableau 5-8
Production d'électricité au Nouveau-Brunswick

	1983	1990	2005
Capacité de production (MW)	3 371	3 371	5 941
Demande de pointe interne	1 685	2 534	4 267
Demande de pointe du réseau	2 075	2 906	4 971
Capacité restante	1 296	465	970
Pourcentage de pointe du réseau	62.5	16.0	19.5
Production d'énergie (GW.h)	11 540	15 978	27 071
Hydro-électricité	3 110	2 777	2 647
Charbon	1 954	5 480	5 392
Nucléaire	4 759	4 415	17 660
Autre	1 717	3 306	1 372
Consommation interne (GW.h)	8 623	12 541	21 484
Transfert interprov. net (à l'intérieur)	2 768	2 836	458
Exportations nettes	5 685	6 273	6 045

Tableau 5-9
Production d'électricité au Québec

	1983	1990	2005
Capacité de production (MW)	21 829	28 925	44 927
Demande de pointe interne	22 214	29 413	43 616
Demande de pointe du réseau	22 309	29 469	43 616
Capacité restante[1]	4 745	4 671	6 496
Pourcentage de pointe du réseau	21.3	15.9	14.9
Production d'énergie (GW.h)	110 607	141 443	199 151
Hydro-électricité	110 322	136 603	193 296
Charbon	—	—	—
Nucléaire	—	4 464	4 464
Autre	285	376	1 391
Consommation interne (GW.h)	122 338	159 243	233 895
Transfert interprov. net (à l'intérieur)	21 958	28 544	34 744
Exportations nettes	10 227	10 744	—

[1] Tient compte de la capacité achetée à Churchill Falls et se chiffrant à 5 225 MW en 1983, 5 215 MW en 1990 et 5 185 MW en 2005.

Bien qu'il ait été suggéré que l'Hydro-Québec puisse avancer ses installations de production pour faire des exportations supplémentaires, notre prévision actuelle n'en tient pas compte.

Étant donné les vastes réservoirs dont Hydro-Québec dispose, elle est capable d'en effectuer la régulation de façon à maintenir une hydraulicité moyenne pour sa production d'électricité afin de satisfaire ses propres besoins d'énergie garantie. À long terme, la production d'énergie correspondra aux besoins internes sans énergie excédentaire pour les exportations. Par conséquent, nous avons indiqué que les exportations tombent à zéro en 2005.

Ontario

La ventilation de la capacité de production de l'Ontario comprend actuellement 38 pour cent de charbon, 29 pour cent d'hydro-électricité, 27 pour cent de nucléaire, 3.5 pour cent de gaz et 2.5 pour cent de pétrole. Bien que certaines petites centrales hydro-électriques puissent être

de l'énergie de l'Hydro-Québec tout en vendant de l'électricité à l'Île-du-Prince-Édouard, à la Nouvelle-Écosse et à la Nouvelle-Angleterre.

Québec

La capacité de production d'électricité au Québec est à 93 pour cent hydro-électrique, 2.5 pour cent nucléaire et le reste est thermique au pétrole. Les achats de Churchill Falls du Labrador constituent une partie importante de l'énergie disponible. Nous avons supposé que le Québec aura besoin davantage de capacité de pointe et de base au cours des années 90. À l'exclusion de l'énergie produite dans la seule centrale nucléaire de la province, l'électricité sera presque entièrement fournie par des sources hydro-électriques au Québec et au Labrador.

Le Québec a des interconnexions avec l'Ontario, le Nouveau-Brunswick, Terre-Neuve (Churchill Falls), l'État de New York et les États de la Nouvelle-Angleterre.

Tableau 5-10
Production d'électricité en Ontario

	1983	1990	2005
Capacité de production (MW)	25 222	29 360	40 835
Demande de pointe interne	18 807	24 385	33 972
Demande de pointe du réseau	19 462	24 785	33 972
Capacité restante	5 760	4 575	6 863
Pourcentage de pointe du réseau	29.6	18.5	20.2
Production d'énergie (GW.h)	117 989	145 187	195 649
Hydro-électricité	40 360	37 968	43 084
Charbon	36 105	19 268	19 992
Nucléaire	39 472	85 624	129 821
Autre	2 052	2 327	2 752
Consommation interne (GW.h)	112 428	136 640	191 025
Transferts interprov. nets (à l'intérieur)	6 277	3 446	454
Exportations nettes	11 838	11 993	5 078

Tableau 5-11
Production d'électricité au Manitoba

	1983	1990	2005
Capacité de production (MW)	4 061	4 198	5 368
Demande de pointe interne	2 767	3 365	4 162
Demande de pointe du réseau	2 767	3 365	4 662
Capacité restante	1 668	1 133	706
Pourcentage de pointe du réseau	60,2	33,7	15,1
Production d'énergie (GW.h)	22 110	20 718	27 194
Hydro-électricité	21 892	20 630	27 100
Charbon	67	—	—
Nucléaire	—	—	—
Autre	151	88	94
Consommation interne (GW.h)	14 775	17 158	21 242
Transferts interprov. nets (à l'extérieur)	1 342	850	850
Exportations nettes	5 993	2 710	5 102

de la nouvelle centrale hydro-électrique Limestone sera disponible au début des années 1990 et que 500 MW de la nouvelle capacité seront consacrés aux exportations. Nous n'avons pas inclus les ventes supplémentaires possibles à la Western Area Power Administration ou aux services publics de l'État du Wisconsin que la province est encore en train de négocier.

Actuellement 99 pour cent de l'énergie électrique utilisée dans la province provient de centrales hydro-électriques. On s'attend à ce que cette situation se poursuive au cours de toute la période étudiée.

Le Manitoba a des interconnexions avec l'Ontario, la Saskatchewan ainsi qu'avec le Dakota du Nord et le Minnesota aux États-Unis.

Saskatchewan

La ventilation de la capacité de production d'électricité de la Saskatchewan comprend 62 pour cent de charbon, 23 pour

ajoutées, nous avons supposé que la province continuera de construire des centrales nucléaires à mesure des besoins de capacité.

À la fin de la période de la présente étude, 68 pour cent de l'énergie électrique de l'Ontario sera d'origine nucléaire, 22 pour cent proviendront de l'hydro-électricité et 10 pour cent du charbon et d'autres sources.

L'Ontario est interconnecté au Québec et au Manitoba ainsi qu'aux États de New York et du Michigan. Par le biais des interconnexions avec les États-Unis, l'Ontario-Hydro a accès aux marchés d'autres États.

Manitoba

La capacité de production d'électricité du Manitoba est hydro-électrique à 81 pour cent, thermique au charbon à 17 pour cent et 2 pour cent d'autres catégories de capacité. Nous avons supposé que la capacité

Tableau 5-12
Production d'électricité en Saskatchewan

	1983	1990	2005
Capacité de production (MW)	2 567	3 083	4 553
Demande de pointe interne	2 048	2 689	3 851
Demande de pointe du réseau	2 122	2 689	3 851
Capacité restante	445	394	702
Pourcentage de pointe du réseau	21.0	14.7	18.2
Production d'énergie (GW.h)	9 946	13 514	19 721
Hydro-électricité	2 264	3 832	6 167
Charbon	7 299	9 243	12 918
Nucléaire	—	—	—
Autre	383	439	636
Consommation interne (GW.h)	10 352	13 988	20 195
Transferts interprov. nets (à l'intérieur)	487	474	474
Exportations nettes	81	—	—

Tableau 5-13
Production d'électricité en Alberta

	1983	1990	2005
Capacité de production (MW)	6 298	7 919	12 556
Demande de pointe interne	4 691	6 490	10 619
Demande de pointe du réseau	4 691	6 990	10 619
Capacité restante	1 607	329	1 937
Pourcentage de pointe du réseau	34.3	13.3	18.2
Production d'énergie (GW.h)	28 757	41 657	63 447
Hydro-électricité	1 480	1 636	14 386
Charbon	20 791	36 179	46 071
Nucléaire	—	—	—
Autre	6 486	3 842	2 990
Consommation interne (GW.h)	28 899	36 457	59 147
Transferts interprov. nets (à l'intérieur)	142	100	100
Exportations nettes	0	5 300	4 400

cent d'hydro-électricité, 14 pour cent de gaz et 1 pour cent d'autre capacité. Le cas de référence suppose qu'une centrale thermique supplémentaire au charbon sera installée. Bien que 75 pour cent de l'énergie électrique de la province ait été produite à partir de centrales thermiques au charbon en 1983, on s'attend à ce que l'hydro-électricité augmente en importance en 2005.

La Saskatchewan a des interconnexions avec le Manitoba ainsi qu'avec le Dakota du Nord, aux États-Unis.

Alberta

La capacité de production de l'Alberta comprend 60 pour cent au charbon, 25 pour cent au gaz, 13 pour cent d'hydro-électricité et 2 pour cent au pétrole. Le cas de référence suppose que des nouvelles centrales thermiques au charbon seront aménagées et qu'une nouvelle centrale hydro-électrique sera disponible au début des années 1990. En 1983, la province s'est fiée au charbon pour 80 pour cent de sa production d'électricité. En 2005, on s'attend que 23 pour cent de la production d'énergie électrique de la province soit de source hydro-électrique, le reste demeurant fourni par le charbon.

L'Alberta est interconnecté à la Colombie-Britannique. Nous avons supposé la vente de 500 MW de puissance garantie entre 1986 et 1990 aux États-Unis, par l'intermédiaire de la Colombie-Britannique. L'aménagement possible des gisements de charbon Fording dédiés aux exportations n'a pas été inclus dans la présente étude.

Colombie-Britannique

La capacité de production de la Colombie-Britannique se ventile à raison de 84 pour cent d'hydro-électricité, 13 pour cent de gaz, et 3 pour cent de pétrole et d'autres catégories. Dans le cas de référence, nous avons prévu la construction d'une nouvelle centrale hydro-électrique devant être mise

Tableau 5-14
Production d'électricité en Colombie-Britannique

	1983	1990	2005
Capacité de production (MW)	11 182	13 012	18 910
Demande de pointe interne	7 766	9 419	15 227
Demande de pointe du réseau	7 773	11 419	15 234
Capacité restante	3 409	2 093	3 676
Pourcentage de pointe du réseau	43.9	18.3	24.1
Production d'énergie (GW.h)	49 315	63 988	91 683
Hydro-électricité	47 436	61 964	89 301
Charbon	—	—	—
Nucléaire	—	—	—
Autre	1 879	2 024	2 382
Consommation interne (GW.h)	46 600	55 318	88 203
Transferts interprov. nets (à l'extérieur)	142	100	100
Exportations nettes	2 573	8 570	3 380

Tableau 5-15
Production d'électricité au Yukon

	1983	1990	2005
Capacité de production (MW)	126	126	204
Demande de pointe interne	85	97	154
Demande de pointe du réseau	85	97	154
Capacité restante	41	29	50
Pourcentage de pointe du réseau	48.2	29.9	32.5
Production d'énergie (GW.h)	243	508	810
Hydro-électricité	221	388	688
Charbon	—	—	—
Nucléaire	—	—	—
Autre	22	120	122
Consommation interne (GW.h)	243	508	810
Transferts interprov. nets	—	—	—
Exportations nettes	—	—	—

L'hydro-électricité et les centrales diesel continueront de fournir l'énergie du Yukon pendant la période de cette étude. Il faudrait noter que la consommation interne en 1983 était de 29 pour cent inférieure à celle de l'année précédente à cause d'une baisse des exploitations minières. Nous avons supposé que cette activité reprendra dans le proche avenir.

Bien qu'une interconnexion entre le Yukon et l'Alaska, fasse l'objet de discussion, nous n'avons pas supposé sa mise en oeuvre dans les présentes prévisions.

Territoires du Nord-Ouest

La capacité de production des Territoires du Nord-Ouest se composait de 77 pour cent de groupes de combustion interne alimentés au pétrole et de 23 pour cent d'hydro-électricité. Le cas de référence suppose qu'une centrale hydro-électrique de 10 mégawatts sera construite à la fin des années 1980. La production d'électricité en

en service au début des années 1990. L'hydro-électricité représentait 96 pour cent de la production d'énergie dans la province en 1983 et on s'attend à ce qu'elle joue un rôle similaire jusqu'en 2005.

La Colombie-Britannique a des interconnexions avec l'Alberta, le nord-ouest des États-Unis et une ligne à basse tension avec l'Alaska. En supplément aux ventes actuelles, nous avons supposé la vente de 300 MW (320 GW.h par an) aux termes du traité de la vallée Skagit, à compter de 1985.

Yukon

Au Yukon, 62 pour cent de la capacité de production est hydro-électrique et 38 pour cent provient de centrales thermiques au pétrole. Le cas de référence prévoit l'installation d'une capacité supplémentaire à combustion interne au début des années 1990. Environ 90 pour cent de la production d'énergie provenait de l'hydro-électricité en 1983.

Tableau 5-16
Production d'électricité dans les Territoires du Nord-Ouest

	1983	1990	2005
Capacité de production (MW)	190	207	256
Demande de pointe interne	96	130	203
Demande de pointe du réseau	96	130	203
Capacité restante	94	77	53
Pourcentage de pointe du réseau	97.9	59.2	26.1
Production d'énergie (GW.h)	494	621	990
Hydro-électricité	279	325	429
Charbon	—	—	—
Nucléaire	—	—	—
Autre	215	296	561
Consommation interne (GW.h)	494	621	990
Transferts interprov. nets	—	—	—
Exportations nettes	—	—	—

1983 était à 56 pour cent d'origine hydro-électrique, le reste provenant de centrales diesel.

En l'an 2005, on prévoit que 57 pour cent de l'énergie proviendra des groupes diesel et le reste de l'hydro-électricité.

Bien qu'il y ait une possibilité d'interconnexion avec l'Alberta, si cette province construit une centrale hydro-électrique sur la rivière des Esclaves, une telle interconnexion n'a pas été incluse à cette étude.

5.3 Conséquences possibles pour la capacité de production au Canada

Le tableau 5-17 montre les répercussions de notre analyse provinciale en ce qui concerne l'évolution de la capacité et de la production d'électricité nationale. La capacité s'accroît à un taux annuel moyen de 2,5 pour cent jusqu'en 1990, ce qui est quelque peu plus faible que le taux d'augmentation prévu pour la demande (3,5 pour cent). Entre 1990 et 2005, l'accroissement de la capacité (2,6 pour cent par an) est égal au taux de croissance de la demande au Canada.

On s'attend à ce que la capacité globale passe de 84,5 GW en 1983 à 147,1 GW en 2005. Cette croissance sera nécessaire pour satisfaire le niveau prévu de la demande de pointe d'électricité.

En ce qui concerne le pays dans son ensemble, on prévoit que la capacité de production d'hydro-électricité restera à environ 60 pour cent de la capacité de production globale jusqu'en 2005. On prévoit que la capacité de production nucléaire augmentera en importance et que sa part s'accroîtra des 9 pour cent de 1983 à 16 pour cent en 2005. La capacité de production thermique au charbon peut décroître légèrement des 20 pour cent de la capacité globale de production en 1983 à 18 pour cent en 2005. La capacité de production thermique au pétrole et au gaz diminuera des 12 pour cent de la capacité globale de 1983 à 8 pour cent en 2005.

Bien qu'il y ait une certaine augmentation de la capacité de production utilisant des procédés non classiques, on ne prévoit pas que ces sources représenteront une partie appréciable de la capacité globale de production au cours de la période passée en revue.

Les différentes catégories de production d'électricité par l'industrie ont représenté environ 6 200 mégawatts ou 7,5 pour cent de la capacité de production globale en 1983. On prévoit qu'une telle production représentera environ 7 700 mégawatts ou 5 pour cent de la capacité globale en 2005.

La figure 5-2 illustre la croissance historique de la capacité de production globale de tout le Canada entre 1960 et 1983 et donne les prévisions de quantités similaires jusqu'en 2005. Dans la même figure, on a indiqué la capacité existante, la capacité engagée en 1983 et la capacité supplémentaire requise pour satisfaire les prévisions de la demande du cas de référence. Le tableau A5-4 de l'annexe 5, décrit la capacité de production par province ou territoire.

La figure 5-2 donne aussi la somme des charges de pointe non coïncidentes de tous les principaux services publics d'électricité, des petits services publics d'électricité et les industries, y compris les ventes d'exportation garantie et la capacité de réserve requise pour chaque cinquième année entre 1960 et 2005. À partir de cette figure, il est évident que la capacité de production est actuellement beaucoup plus grande que la charge de pointe que par le passé. Ceci reflète l'importante augmentation récente de la capacité de production qui a été construite pour satisfaire des demandes qui ne se sont en fait jamais matérialisées. Étant donné le taux de croissance prévu actuellement pour la demande, il y aura une capacité excédentaire jusqu'à la fin des années 80 qui offrira des occasions accrues d'exportation.

Le tableau 5-18 et la figure 5-3 illustrent les incidences de nos prévisions provinciales en ce qui concerne la répartition nationale de la production d'électricité par combustible.

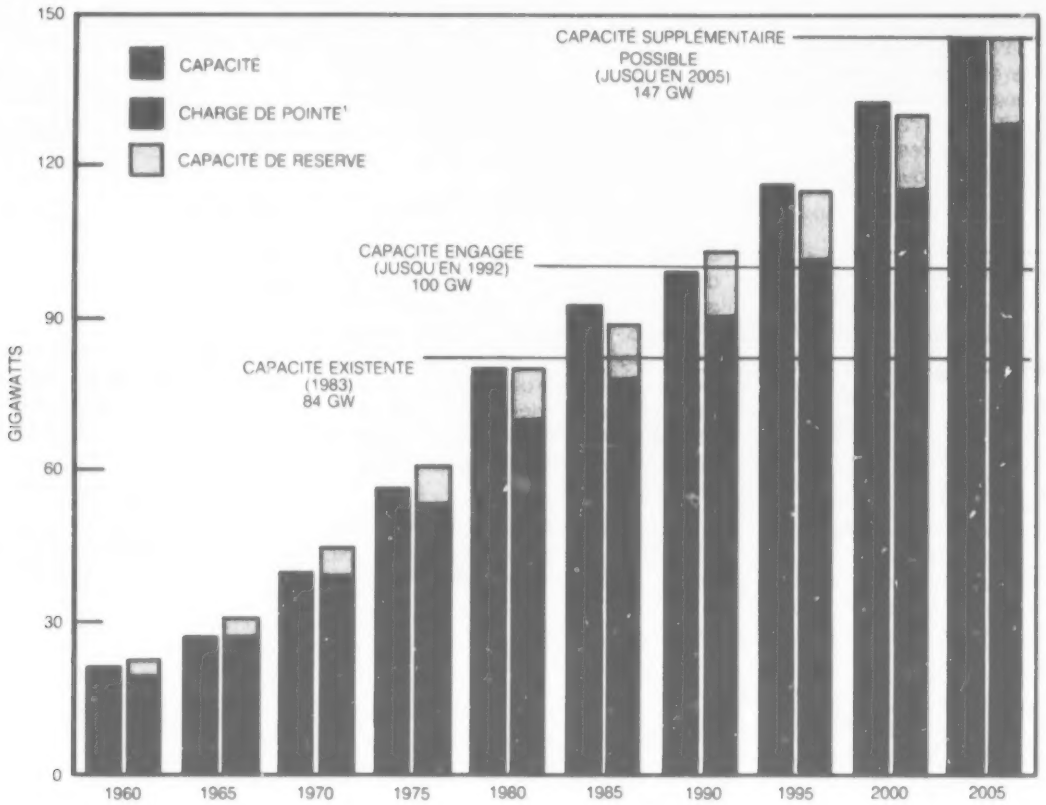
À l'échelle de tout le Canada, on prévoit que la part de l'hydro-électricité dans la production globale d'énergie continuera de baisser. Nous prévoyons aussi une

Tableau 5-17
Production d'électricité au Canada

	1983	1990	2005
Capacité de production (GW)	84,5	100,4	147,1
Demande de pointe interne[1]	63,1	82,6	123,1
Demande de pointe du réseau[1]	69,6	91,1	129,5
Capacité restante	14,9	9,3	17,6
Pourcentage de pointe du réseau	21,4	10,2	13,6
Production d'électricité (TW.h)	396,0	500,3	699,3
Hydro-électricité	267,9	311,7	434,0
Charbon	68,5	75,9	99,9
Nucléaire	44,2	94,5	151,9
Autre	15,4	18,2	13,5
Consommation interne (TW.h)	359,7	454,7	675,3
Exportations nettes	36,3	45,6	24,0

[1] Ces chiffres sont la somme des demandes de pointe provinciales qui ne coïncident pas nécessairement. En conséquence, les valeurs de la capacité restante et du pourcentage de pointe du réseau peuvent être sous-évaluées sur une base nationale.

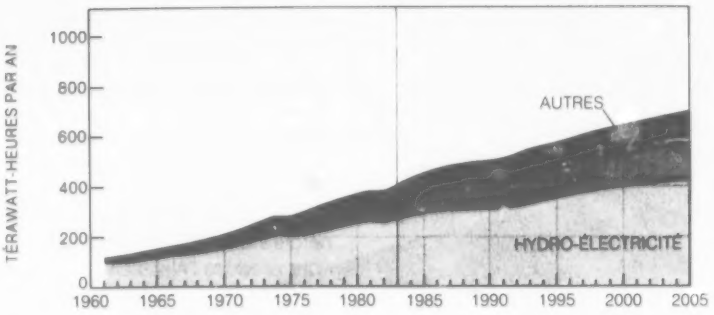
Figure 5-2
Capacité de production, charge de pointe et capacité de réserve, Canada



Source: tableau A5-4, annexe 5
et Bulletin 57-204 de Statistique Canada

¹Y compris les exportations garanties. Il faut interpréter la charge de pointe nationale avec prudence, c'est la somme des charges de pointe provinciales qui peuvent ne pas coïncider.

Figure 5-3
Production d'électricité par catégorie de combustible, Canada



Source: Rapports de l'ONE - Services Canadiens d'électricité, Analyse de la production d'électricité et des tendances 1971 à 1982 et tableau A5-5, annexe 5

Tableau 5-18
Production d'électricité par catégorie de combustible – Total pour le Canada

	1983		1990		2005	
	Térawatt-heures	Pour cent	Térawatt heures	Pour cent	Térawatt-heures	Pour cent
Charbon	68,5	17	75,9	15	99,9	14
Hydro-électricité	267,9	68	311,7	62	434,0	62
Nucléaire	44,2	11	94,5	19	151,9	22
Pétrole et gaz naturel	13,2	3	15,2	3	9,5	1
Autre	2,2	1	3,0	1	4,0	1
Total	**396,0**	**100**	**500,3**	**100**	**699,3**	**100**

Source: Tableau A5-5, annexe 5

baisse des combustibles fossiles (charbon, pétrole et gaz naturel). En contraste, on prévoit que la part du nucléaire va doubler au cours de la période de prévision.

Exportation d'électricité

D'importants transferts d'électricité sont effectués entre les provinces mais l'ampleur de ces mouvements est sujet aux impératifs économiques; le transport de l'électricité est un moyen relativement dispendieux de déplacer l'énergie sur les longues distances qui séparent de nombreuses agglomérations du Canada. Fréquemment, on trouve que les États-Unis assurent des marchés plus économiquement accessibles aux excédents canadiens.

Le tableau 5-19 donne la prévision des exportations globales d'électricité par province pour les années choisies. En ce qui concerne le reste de cette décennie, les grands exportateurs seront le Québec et l'Ontario, il y aura aussi des exportations à partir du Nouveau-Brunswick, du Manitoba, de la Saskatchewan, de l'Alberta et de la Colombie-Britannique. On prévoit que les exportations de l'Alberta débuteront au milieu des années 80.

La figure 5-4 représente pour tout le Canada, les divers combustibles utilisés pour produire cette énergie destinée aux exportations.

On prévoit que des exportations possibles augmenteront d'environ 60 térawatt-heures par an à la fin des années 1980 et baisseront par la suite jusqu'à environ 24 térawatt-heures par an jusqu'en 2005. On prévoit qu'entre 3 et 13 pour cent de l'électricité produite au Canada seront exportés annuellement au cours de la période à l'étude (figure 5-5). Cependant, si d'autres possibilités d'exportation faisant encore l'objet de discussion préliminaire viennent à se concrétiser, les exportations pourraient être encore plus élevées.

5.4 Combustibles primaires utilisés pour produire l'électricité

Afin de déterminer l'énergie primaire consommée dans la production d'électricité, nous utilisons des facteurs de conversion particuliers aux centrales pour

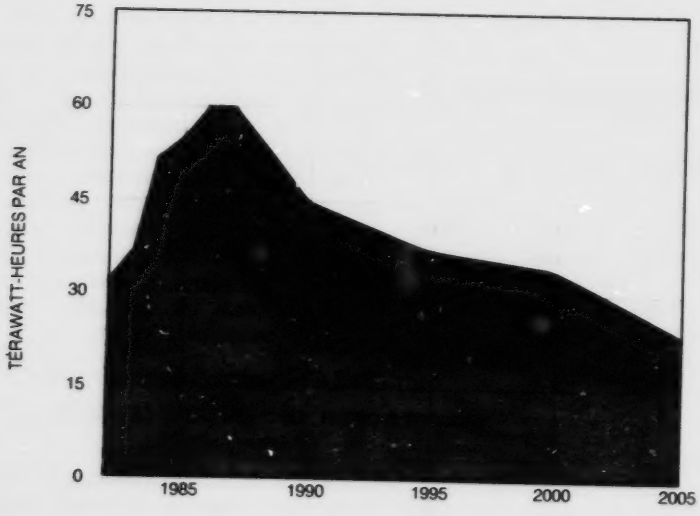
Tableau 5-19
Prévision des exportations globales d'électricité

(Térawatt-heures)

	1983	1990	2005
Nouveau-Brunswick	5,7	6,3	6,0
Québec	10,2	10,7	—
Ontario	11,8	12,0	5,1
Manitoba	6,0	2,7	5,1
Saskatchewan	0,1	—	—
Alberta	—	5,3	4,4
Colombie-Britannique	2,6	8,6	3,4
Total du Canada	**36,4**	**45,6**	**24,0**

Source: Tableau A5-7, annexe 5.

Figure 5-4
Exportations d'électricité par catégorie de combustibles, Canada



Source: tableau A5-8, annexe 5

l'électricité produite dans les centrales thermiques alimentées aux combustibles fossiles. En ce qui concerne les centrales hydro-électriques et nucléaires, on utilise un facteur de 10,5 mégajoules par kilowatt-heure. Le chapitre 10 discute en plus de détail l'utilisation de ce facteur.

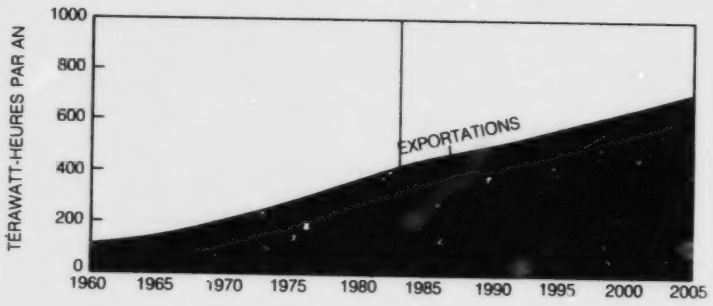
Les quantités des combustibles de diverses sources utilisées pour la production d'électricité sont données au tableau A5-6 de l'annexe 5 pour les années étudiées et sont exprimées en pétajoules. Le tableau A10-3 de l'annexe 10 donne les quantités en pétajoules de toutes les formes d'énergie à la source, y compris celles utilisées pour produire l'électricité. On peut voir, à partir du tableau A5-6, que la demande d'énergie primaire globale associée à la production d'électricité passe d'environ 4 200 pétajoules en 1983 à 7 500 pétajoules en 2005. Au cours de cette année, la production d'électricité consommera 51 pour cent des 14 600 pétajoules d'énergie primaire globale. Les 7 500 pétajoules de la demande à la source en 2005 représentent l'augmentation globale de 78 pour cent par rapport aux 4 200 pétajoules de 1983.

Sur la base du facteur de conversion dont il est fait mention ci-dessus, des 7 500 pétajoules devant être consommés pour produire l'électricité en 2005, environ 4 580 pétajoules ou 62 pour cent sont à l'actif de l'hydro-électricité. Ou de façon plus simple, s'il n'y avait pas d'offre abondante d'hydro-électricité au Canada, en 2005, les Canadiens devraient consommer un supplément de 4 580 pétajoules d'énergie fossile ou nucléaire afin de jouir du même niveau d'utilisation d'électricité. Ceci équivaudrait à une augmentation d'environ 45 pour cent de la demande nationale de tels combustibles. Le schéma de la figure 10-1 du chapitre 10 illustre l'importante demande de combustibles primaires dont on a besoin pour produire l'électricité.

Hydro-électricité

Environ 270 000 gigawatt-heures (équivalent à 2 830 pétajoules d'énergie primaire) d'électricité (presque 68 pour cent de la production globale) provenaient de centrales hydro-électriques en 1983. On prévoit que la production à partir de cette source augmentera jusqu'à 430 000 giga-

Figure 5-5
Demande d'énergie électrique
Canada



Source: tableau A5-5, annexe 5
et Bulletin 57-204 de Statistique Canada

watt-heures (équivalent à 4 580 pétajoules) ou 61 pour cent de la production globale en 2005.

Au cours de la période passée en revue, la production d'hydro-électricité sera importante dans toutes les provinces, à l'exception de l'Île-du-Prince-Édouard. De nombreuses provinces ont signalé l'existence de sites possibles de barrages hydro-électriques qui pourraient être aménagés à l'avenir.

Charbon

En 1983, on a utilisé près de 750 pétajoules de charbon pour produire 17 pour cent de l'électricité produite au Canada. La quantité de houille utilisée pour produire l'électricité augmentera jusqu'à environ 1 150 pétajoules en 2005.

L'utilisation de houille pour la production d'électricité continuera d'être importante en Nouvelle-Écosse, au Nouveau-Brunswick, en Ontario, en Saskatchewan et en Alberta. On prévoit que la province de l'Ontario continuera d'utiliser d'importantes quantités de charbon bitumineux importé des États-Unis bien que cela ne représente qu'un pourcentage décroissant de production chaque année. Le charbon de l'Ouest sera utilisé dans les provinces de l'Alberta, de la Saskatchewan et en Ontario et peut être utilisé au Nouveau-Brunswick si l'on décide de convertir, du pétrole au charbon, la centrale de Coleson Cove. D'amples approvisionnements de charbon seront disponibles pour satisfaire les besoins de la production thermique pendant toute la période de prévision.

Nucléaire

On prévoit que la quantité d'énergie nucléaire utilisée pour produire l'électricité aux centrales nucléaires va s'accroître des 470 pétajoules environ de 1983 à environ 1 600 pétajoules en 2005.

Nous avons supposé dans le cas de référence qu'il y aura une production électro-nucléaire seulement en Ontario, au Québec et au Nouveau-Brunswick au cours de la période de prévision. L'offre d'uranium au Canada sera plus que suffisante pour satisfaire les besoins des centrales nucléaires au cours de la période de prévision.

Pétrole

Un examen des tendances d'utilisation des divers combustibles dont on se sert pour produire l'électricité révèle que les services d'électricité ont pris des mesures pour diminuer la quantité de pétrole utilisé à cette fin. En 1983, environ 55 pétajoules ont été utilisés pour produire 1,5 pour cent de la production globale d'électricité. Dans le cas de référence, on prévoit que le pétrole utilisé pour la production d'électricité va chuter à environ 49 pétajoules ou 0,6 pour cent de production d'électricité en 2005. Une des principales utilisations permanentes du pétrole sera l'exploitation de centrales diesel dans les régions éloignées.

On prévoit que l'utilisation du mazout lourd importé à Terre-Neuve, au Nouveau-Brunswick et en Nouvelle-Écosse, décroîtra à mesure que d'autres sources deviendront disponibles au cours de la période passée en revue.

Gaz naturel

On a utilisé environ 64 pétajoules de gaz naturel pour produire 1,5 pour cent de l'électricité globale en 1983. On prévoit que l'utilisation du gaz naturel diminuera jusqu'à environ 33 pétajoules ou moins d'un pour cent de la production globale d'électricité en 2005.

Autres

Au cours de la période étudiée, l'électricité produite par d'autres combustibles représentait moins d'un pour cent de la production globale. Les autres combustibles comprennent les déchets de bois, la liqueur noire, le gaz de cokéfaction et le gaz de haut fourneau, la chaleur récupérée du charbon métallurgique ainsi que d'autres sources comme la biomasse et les sous-produits de combustibles fossiles, l'énergie éolienne et l'énergie solaire.

Pour l'ensemble du Canada, on prévoit que la demande d'énergie électrique augmentera d'environ 88 pour cent et que la demande de pointe augmentera d'environ 95 pour cent au cours de la période de 22 ans de 1983 à 2005. On prévoit que le charbon, l'hydro-électricité et l'uranium joueront des rôles de plus en plus importants au titre de la quantité d'énergie électrique produite à partir de ces sources. Compte tenu de la disponibilité de ces ressources au Canada et de la planification appropriée, il n'y a aucun impératif inhérent à la production d'électricité pour satisfaire des demandes considérablement plus fortes que celles du cas de référence.

En conclusion, l'industrie de l'électricité dispose actuellement d'une capacité de production de réserve suffisante. La situation varie d'une province à l'autre, certaines d'entre elles disposant d'une capacité excédentaire et d'autres n'en disposant pas. Dans certains cas, la capacité excédentaire est localisée dans des centrales au coût d'exploitation plus élevé que la moyenne et par conséquent leur producteur n'aurait pas l'intention de les exploiter, sauf en cas d'urgence.

CHAPITRE 6

GAZ NATUREL

Dans ce chapitre, nous examinons tout d'abord les réserves établies et les additions aux réserves dans les régions productrices traditionnelles. Nous examinerons ensuite les réserves actuelles dans les régions pionnières et traiterons de l'approvisionnement possible à partir des sources à très faible perméabilité dans l'ouest du Canada. Nos projections quant à la possibilité de livraison pour les régions traditionnelles et pionnières feront suite.

Nous examinerons ensuite les exportations et la demande primaire. En conclusion, nous étudierons les bilans de l'offre et de la demande pour les régions traditionnelles uniquement et ensuite en y ajoutant l'approvisionnement des régions pionnières.

6.1 Offre en gaz naturel

Historiquement, le Canada a compté sur le bassin sédimentaire de l'ouest du Canada et sur certaines parties de l'Est du Canada, appelées communément les régions productrices traditionnelles, pour s'approvisionner en gaz naturel. Plus de 99 pour cent de l'approvisionnement actuel provient de l'Ouest du Canada.

Au fur et à mesure que ces réserves de gaz naturel s'épuiseront, le Canada dépendra plus en plus d'autres approvisionnements en gaz naturel provenant de sources telles que les régions pionnières et les gisements à très faible perméabilité. Les régions pionnières comprennent le delta du Mackenzie, l'archipel Arctique et toutes les régions au large des côtes du Canada. Des gisements à très faible perméabilité qui ne peuvent être exploités selon les méthodes traditionnelles se rencontrent dans le centre ouest de l'Alberta et dans la partie adjacente de la Colombie-Britannique.

L'approvisionnement futur en gaz naturel d'une source quelconque dépend de plusieurs facteurs, y compris la réussite de l'exploration, les prévisions quant au prix du marché, les coûts de la mise en valeur et de l'exploitation, les régimes fiscaux courants et les innovations technologiques.

Réserves et additions aux réserves

Réserves établies

Les réserves établies sont celles qui ont été découvertes et que l'on considère récupérables selon la technologie actuelle et d'après les conditions économiques présentes et prévues. Les réserves établies initiales désignent des réserves avant la déduction de toute production, tandis que les réserves établies restantes sont celles qui restent après avoir tenu compte de la production cumulative.

Notre estimation des réserves établies initiales de gaz naturel commercialisable au Canada, incluant les régions pionnières, s'établit à 148 exajoules au 31 décembre 1982. Cette estimation provient de la somme des estimations des gisements individuels. La production cumulative, à ce jour, s'établit à 49 exajoules, ce qui laisse 99 exajoules pour les réserves restantes (tableau 6-1). Le tableau 6-1 montre également nos estimations préliminaires à la fin de l'année 1983.

La croissance annuelle des réserves de gaz naturel est une fonction des efforts d'exploration et de mise en valeur et de la réussite de ces efforts. Au début des années 70, la mise en valeur des réserves de gaz naturel était peu encouragée. Depuis 1975, les prix plus élevés du gaz naturel et l'amélioration associée des rentrées nettes des producteurs, ajoutés à la perception des occasions croissantes d'exportation, ont entraîné des efforts accélérés d'exploration et de mise en valeur, qui se sont poursuivis jusqu'à environ 1981. Cette activité s'est traduite par un taux de croissance plus élevé pour les ajouts aux réserves de gaz naturel (figure 6-1). Jusqu'à maintenant, des conditions économiques défavorables ont contribué à un ralentissement de l'activité, entraînant une croissance plus faible des réserves.

Additions aux réserves

La projection des additions aux réserves représente le facteur principal d'incertitude influençant notre prévision de l'appro-

Tableau 6-1
Estimations des réserves établies de gaz naturel commercialisable au 31 décembre 1982

(Exajoules)

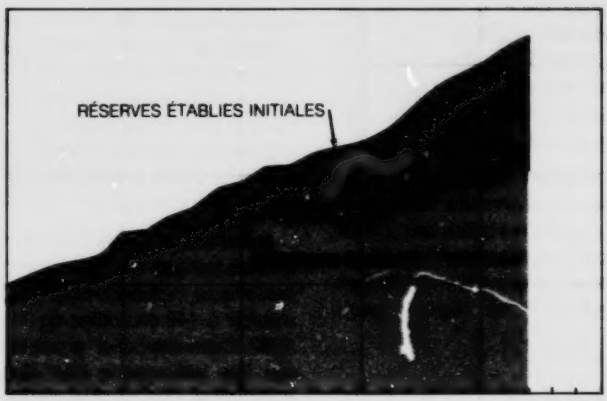
	Initiales	Restantes
Colombie-Britannique	15,9	9,7
Alberta	109,6	69,3
Saskatchewan	2,8	1,7
Sud du Yukon et des Territoires du Nord-Ouest	0,6	0,4
Ontario et autres zones productrices de l'Est	1,1	0,3
Total	**130,0**	**81,4**
Delta du Mackenzie	5,6	5,6
Archipel Arctique	12,0	12,0
Total du Canada	**147,6**	**99,0**
Estimations préliminaires au 31 décembre 1983:		
Total du Canada	**149,9**	**98,5**

visionnement en gaz naturel. Les additions aux réserves sont ajoutées aux réserves établies par l'accroissement de la valeur des réserves existantes (extensions des gisements définis et révisions des estimations antérieures) et par les nouvelles découvertes. Le taux des additions aux réserves dépend du niveau d'activités de forage, lequel est influencé à son tour par la connaissance du potentiel ultime et du rendement financier que les producteurs s'attendent à obtenir sur leur investissement. Les analystes ont élaboré un certain nombre de méthodes pour estimer les additions annuelles futures, mais d'après notre opinion, ceci demeure une question de discernement et il n'est pas surprenant que nous ayons reçu des prévisions fort divergentes à cet égard.

En ce qui concerne le potentiel ultime, il est important de reconnaître que la quantité de gaz pouvant être exploitée économiquement d'une région quelconque, est inférieure à la quantité totale contenue dans les sédiments de cette région. Le volume de la ressource comprise dans les sédiments est fixe et limité. Le volume pouvant être exploité économiquement, cependant, est une variable qui dépend du coût d'approvisionnement et des prix du marché. Il s'ensuit qu'on ne peut évaluer le potentiel ultime sans faire appel à l'économique.

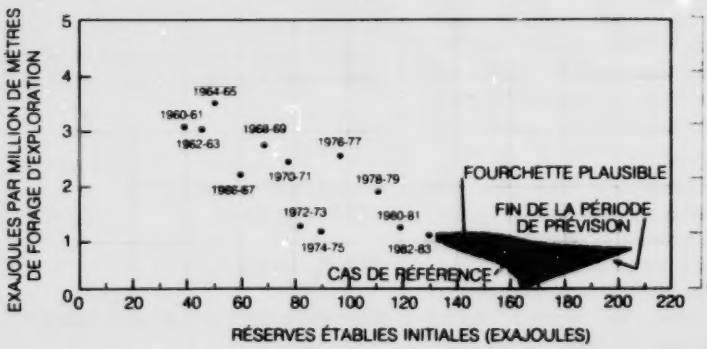
Nous considérons que la baisse historique des additions aux réserves par unité de forage d'exploration constitue une relation particulièrement utile pour évaluer les perspectives d'additions aux réserves. La figure 6-2 illustre clairement cette baisse, en ce qui concerne le bassin sédimentaire de l'ouest du Canada. Cette figure peut s'interpréter de différentes façons, mais elle suggère une tendance vers un potentiel ultime entre 170 et 200 exajoules. Si l'on suppose que la tendance se nivellera à l'avenir, c'est-à-dire, que le taux des additions aux réserves relatif au forage aura tendance à se stabiliser au lieu de continuer à baisser, alors le potentiel ultime sera perçu comme étant même plus élevé. Les estimations des déposants concernant le potentiel ultime du bassin sédimentaire de l'ouest du Canada s'échelonnent de 197 à 225 exajoules. La zone hachurée de la figure 6-2 représente la fourchette

Figure 6-1
Réserves établies de gaz naturel commercialisable
Régions productrices traditionnelles



Source: tableau A6-1, annexe 6

Figure 6-2
Ajouts aux réserves de gaz naturel par unité de forage d'exploration
Régions productrices classiques



Source: tableau A6-2, annexe 6

vraisemblable des additions aux réserves jusqu'en 2005.

Aux fins de notre projection sur les additions aux réserves (figure 6-3), nous avons accepté que la fourchette du potentiel ultime suggérée par les données de la figure 6-2 soit une contrainte sur la quantité de gaz nouveau pouvant être prévu au cours de la période de prévision. Nous avons ensuite établi un profil du forage d'exploration traduisant cette contrainte. La prévision d'additions aux réserves du cas de référence a été élaborée d'après ce profil et d'après notre projection du taux d'additions comme fonction d'activités de forage indiquées à la figure 6-2. Pour terminer, nous avons examiné les coûts de ces additions, afin de s'assurer que l'on pouvait raisonnablement prévoir une viabilité financière.

Dans notre analyse, nous n'avons tenu compte que des coûts sociaux de l'approvisionnement, c'est-à-dire, les coûts en capital et d'exploitation excluant les taxes, les redevances et les primes à l'encouragement, escomptés au taux réel de 10 pour cent, le coût social du capital au Canada. Nous avons estimé ces coûts d'approvisionnement en utilisant quatre augmentations séquentielles d'additions aux réserves de dix exajoules. L'à-propos des augmentations de 10 exajoules traduit notre projection du profil des activités de forage.

Tableau 6-2
Coûts sociaux d'approvisionnement des additions aux réserves et prix au gisement
Ouest du Canada

(Dollars 1983 par gigajoule)

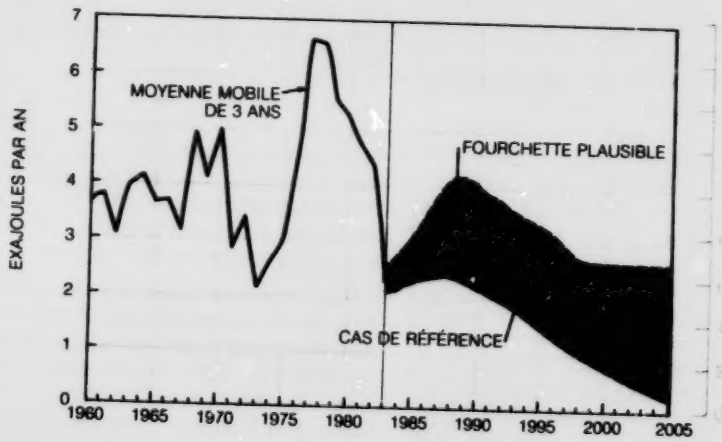
	1983	2005
Cas de référence, prix au gisement	2,48	3,60
Coût social d'approvisionnement des additions aux réserves	1,60	2,45

Le tableau 6-2 indique la hausse prévue des coûts marginaux d'approvisionnement des additions aux réserves, de 1,60 $ le gigajoule au début de la période à 2,45 $ le gigajoule à la quatrième augmentation de dix exajoules. Au cours de la même période, nous prévoyons que le prix au gisement (c'est-à-dire le prix payé après le traitement primaire du gaz naturel afin de le rendre commercialisable) augmentera, passant de sa valeur approximative actuelle de 2,50 $ le gigajoule (incluant les rentrées consenties aux producteurs pour des recettes d'exportation) à 3,60 $ le gigajoule.

Les coûts estimés de l'offre semblent laisser une marge suffisante pour les impôts et les redevances, de manière à ne pas annuler notre projection des additions aux réserves.

La figure 6-4 et le tableau 6-3 donnent une comparaison de notre prévision des additions aux réserves annuelles et de celles des déposants.

Figure 6-3
Ajouts aux réserves de gaz naturel commercialisable
Régions productrices classiques



Source: tableau A6-5, annexe 6
et tableau A6-6, annexe 6

Régions pionnières

Nous partageons entièrement l'opinion des déposants que les régions pionnières canadiennes ont un potentiel géologique important et qu'elles pourraient représenter une partie considérable des approvisionnements futurs en gaz naturel. Les quantités qui seront exploitées commercialement et l'opportunité de cette ex-

Tableau 6-3
Prévisions des additions aux réserves de gaz naturel commercialisable Régions classiques

(Exajoules)

	C.-B.	Alta.	Sask.	Sud des Terr.	Total Canada
AERCB	—	28,7[1]	—	—	—
Amoco (initial)	5,1[2]	39,1[2]	1,3[2,4]	—	45,5[2]
(avec expansion)	8,4[2]	68,1[2]	1,3[2,4]	—	77,8[2]
C.-B.	9,1	—	—	—	—
APC	4,6[3]	31,9[3]	0,5[3]	0,5[3]	37,5[3]
Dome	11,3	59,8	3,6	—	74,7
Impériale	6,5[2]	45,6[2]	0,4[2]	0,4[2]	52,9[2]
Husky/NOVA	4,0	54,5	0,7	—	59,2
Pétro-Canada	11,3	50,2	1,2[4]	—	62,7
Saskatchewan	—	—	3,5	—	—
Shell	10,4[2]	25,7[2]	—	—	36,1[2]
TCPL	6,4	40,6	—	—	47,0
ONÉ	5,4	39,3	0,8	—[5]	45,5

Valeurs calorifiques brutes applicables à l'estimation de l'ONÉ:

Colombie-Britannique	38,8 mégajoules par mètre cube
Alberta	38,8 mégajoules par mètre cube
Saskatchewan	36,8 mégajoules par mètre cube
Sud des Territoires	36,8 mégajoules par mètre cube

(1) Tiré du rapport 84-18 de l'AERCB.
(2) Prévision pour 1983-2000.
(3) Prévision pour 1983-1995.
(4) Y compris le sud des Territoires et l'Ontario.
(5) Le sud des Territoires est compris dans le total pour la Colombie-Britannique.

ploitation découleront cependant de plusieurs facteurs, y compris les volumes totaux découverts, les conditions économiques courantes et les progrès technologiques. Les facteurs d'incertitude entourant la mise en valeur, l'exploitation et le transport du gaz naturel à partir des régions pionnières du Canada, rendent extrêmement difficile la prévision de l'approvisionnement de cette source.

On reconnaît un potentiel des réserves dans trois régions pionnières actuellement en voie d'exploration: le delta du Mackenzie – mer de Beaufort, l'archipel Arctique et la région au large de la côte Est. Il n'y a eu, à ce jour, aucune production dans ces régions.

Au cours de l'audience de 1977 sur le pipe-line du Nord, l'Office a déterminé les réserves établies de gaz naturel dans la région du delta du Mackenzie – mer de Beaufort et de l'archipel Arctique à environ 6 exajoules et 12 exajoules respectivement. Nous considérons que ces estimations sont encore valables; des quantités supplémentaires de gaz ont été découvertes notamment dans la mer de Beaufort, mais elles ne sont pas actuellement, d'après nous, des réserves établies. L'Office n'a pas encore attribué de réserves en gaz naturel pour la région au large de la côte Est, bien qu'il y ait eu plusieurs découvertes très intéressantes. Il faudra procéder à des forages de délimitation pour établir dans quelle mesure ces gisements pourraient être économiquement viables. Nous prévoyons tenir une audience dans un futur rapproché, portant sur le gisement de gaz Venture, à l'est de l'île de Sable lorsqu'il sera possible d'évaluer complètement ces réserves. Deux puits, décisifs au point de vue d'une évaluation, étaient en voie de forage lorsque ce texte a été rédigé.

Les estimations des déposants en matière de réserves de gaz dans les régions pionnières sont comparées aux estimations des ressources découvertes[1] du rapport annuel de 1983 de l'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada (APGTC), et sont illustrées au tableau 6-4.

Gisements à très faible perméabilité

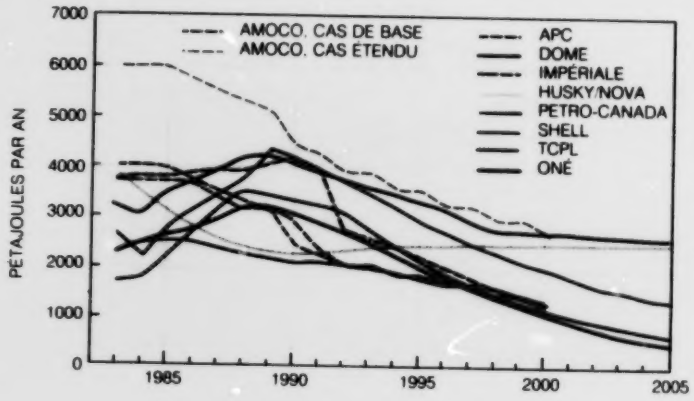
L'Office a reconnu par le passé qu'une vaste ressource de gaz naturel (gaz avare) pouvait exister dans des réservoirs à très faible perméabilité, situés dans le centre ouest de l'Alberta et dans la région adjacente de la Colombie-Britannique. On admet généralement que toute exploitation d'envergure de ces gisements nécessiterait l'application de techniques non classiques de complétion des puits. Dans certaines régions, on s'attend que le taux de récupération des réservoirs à très faible perméabilité directement en contact avec des réservoirs traditionnels soit équivalent à celui des réservoirs à plus forte perméabilité. Dans les champs Elmworth, Sinclair et Wapiti, environ 11 milliards de mètres cubes de ce genre de gaz avare en contact avec des gisements à plus forte perméabilité, ont été reconnus par l'Office comme faisant partie des réserves établies.

Vers la fin des années 70, on a tenté d'axploiter le gaz des gisements à très faible perméabilité en Alberta, en utilisant des techniques de fractionnement hydraulique massif. Les taux de débit après le fractionnement n'ont cependant pas été considérés économiques.

Nous convenons avec les déposants que les gisements à très faible perméabilité, à moins d'avoir des gisements

(1) Les ressources découvertes sont des estimations des quantités de pétrole brut ou de gaz naturel qui se trouvent dans des roches réservoirs connues mais dont la viabilité économique est incertaine.

Figure 6-4
Prévisions des ajouts aux réserves de gaz naturel commercialisable
Régions de production classiques



Source: tableau A6-7, annexe 6

classiques superposés, ne peuvent être exploités actuellement sur une base économique. De plus, pour exploiter le gaz des gisements non traditionnels, sur une base économique, il faudrait qu'il y ait des progrès importants dans la technologie de complétion des puits. Tout plan futur visant à exploiter cette ressource devra être pondéré par rapport à d'autres sources d'approvisionnement, en termes de coût par rapport au prix.

Possibilité de livraison

La perspective concernant la possibilité de livraison du gaz naturel a très peu changé depuis l'Audience générale sur l'exportation du gaz, 1982, de l'Office. En fait, la plupart des déposants ont soumis les mêmes prévisions que pour cette audience, redressées légèrement afin de refléter une production cumulative plus grande et les changements dans les niveaux prévus de la demande. Les prévisions des intervenants sur la possibilité de livraison des réserves établies, d'une part, des réserves établies et des additions aux réserves combinées d'autre part, et des régions pionnières sont indiquées à l'annexe 6, tableaux A6-8, A6-9 et A6-10. Les prévisions quant à la possibilité de livraison des réserves établies concordent, mais il y a beaucoup plus de divergences d'opinion lorsque sont incluses les additions aux réserves et les sources des régions pionnières, beaucoup plus incertaines. Les figures 6-5 et 6-6 donnent une comparaison des prévisions des intervenants concernant l'approvisionnement à partir des régions traditionnelles et pionnières, conformément à notre projection du cas de référence.

Notre prévision en matière de capacité d'approvisionnement de notre cas de référence est illustrée à la figure 6-7 et détaillée à l'annexe 6, tableaux A6-11 et A6-12. Cette prévision de la capacité d'approvisionne-

Tableau 6-4
Réserves établies restantes ou ressources découvertes de gaz naturel
Régions pionnières

(Exajoules)

	Mackenzie-Beaufort	Archipel Arctique	Au large de la côte Est
Amoco	8.0	14.5	—
APGTC[1]	10.7	14.2	9.1
APC	22.9[3]	—	—
Dome	10.1	12.7	8.6
Gulf	9.3	16.0	12.0
Mobil	—	—	4.5
Panarctic[2]	—	17.8	—
Pétro-Canada	—	14.6	12.0
ONÉ	5.6	12.0	—

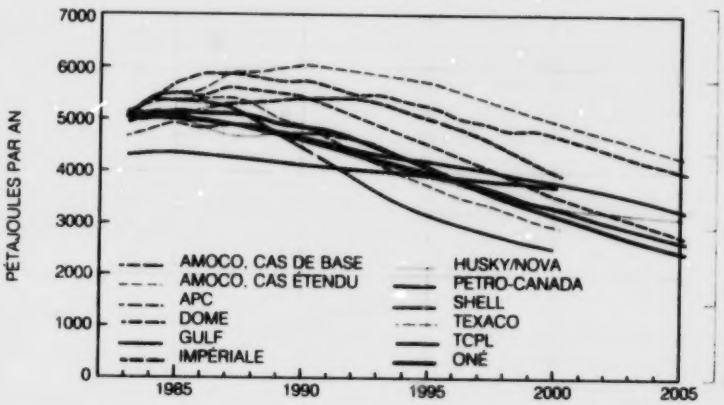
(1) Ressources découvertes
(2) Prouvées et probables seulement
(3) Y compris l'Archipel Arctique

ment, décrite en détail un peu plus loin, représente la possibilité de livraison sans tenir compte de la demande. Les possibilités de livraison potentielles, à partir des régions pionnières sont indiquées aux fins d'illustration. Les estimations concernant les régions pionnières, pour le plateau continental de la Nouvelle-Écosse et pour les régions du delta du Mackenzie, sont fondées sur des niveaux de projet prévus de 10,1 millions de mètres cubes de gaz par jour, commençant en 1990 et de 22,6 millions de mètres cubes de gaz par jour commençant en 1995, respectivement. Nous avons supposé que le gaz en solution provenant d'Hibernia serait initialement réinjecté et, par conséquent, ne contribuerait pas à la prévision de l'approvisionnement total. Pour la période de prévision, nous n'avons tenu compte d'aucune autre source de gaz des régions pionnières.

La figure 6-7 indique que la possibilité de livraison du gaz des réserves contrôlées, c'est-à-dire des réserves actuellement visées par un contrat dans les régions traditionnelles, diminuera au cours de la période de prévision. On s'attend que les possibilités de livraison des autres réserves établies et des additions aux réserves soient égales à l'approvisionnement des réserves actuellement contrôlées, dès le début des années 1990, et qu'elles le dépassent au cours de la dernière partie de la période de projection. Les additions aux réserves deviennent ainsi un paramètre décisif dans la présente prévision.

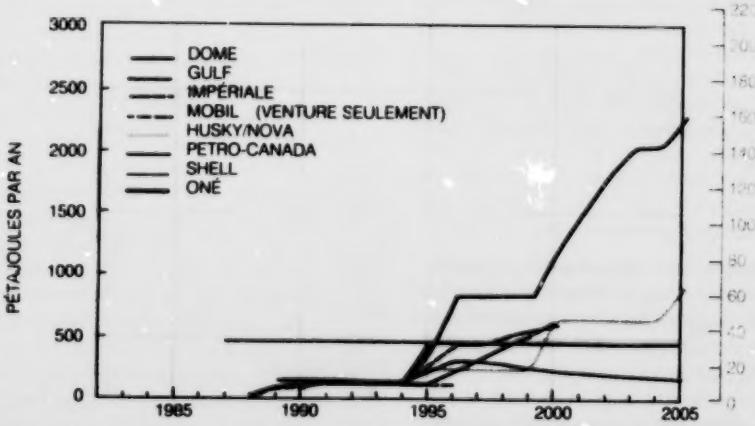
Les différentes composantes de notre prévision en matière de possibilité de livraison de gaz sont présentées à l'annexe 6, tableaux A6-11 et A6-12. Nous avons estimé la possibilité de livraison de plus de 90 pour cent des réserves contrôlées en utilisant notre modèle informatique de la possibilité de livraison. La prévision est fondée sur une analyse, nappe par nappe, de la possibilité de livraison de gaz et elle tient compte de facteurs comme les caractéristiques d'écoulement du puits, les paramètres fondamentaux du gisement et les taux quotidiens prévus aux contrats. Le modèle introduit des données sur les coûts des forages et de la compression, ainsi que sur les rentrées nettes actuelles des producteurs, afin de maintenir, sur une base

Figure 6-5
Prévisions de la capacité de livraison
Régions productrices classiques



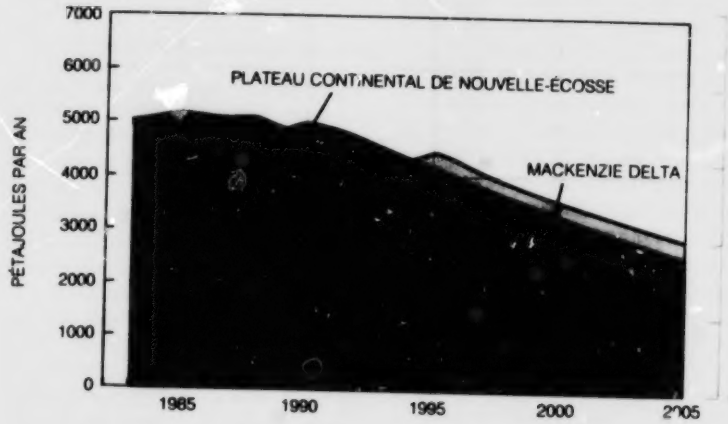
Source: tableau A6-9, annexe 6

Figure 6-6
Prévisions de la capacité de livraison
Régions pionnières



Source: tableau A6-10, annexe 6

Figure 6-7
Capacité de livraison — Capacité de l'offre par source d'approvisionnement Canada



Source: tableau A6-12, annexe 6

économique, la possibilité de livraison au taux selon le contrat, ou le plus près de ce dernier, aussi longtemps que possible, en ajoutant des puits intercalaires ou par la compression. La prévision de la possibilité de livraison du 10 pour cent restant des réserves contrôlées est fondée soit sur les antécédents de la production, soit sur d'autres prévisions publiées.

Nos prévisions en ce qui concerne la possibilité de livraison supposent toujours qu'il y aura une capacité pipelinière adéquate pour acheminer les niveaux prévus de la possibilité de livraison. Cependant, en raison des faibles niveaux de la demande depuis quelques années et des niveaux relativement bas prévus pour les prochaines années, la capacité pipelinière installée ne sera équivalente à notre prévision en matière de possibilités de livraison que dans quelques temps.

En plus de la possibilité de livraison des réserves contrôlées, notre prévision en matière d'approvisionnement de gaz inclut également la possibilité de livraison des autres réserves établies (non engagées ou ne faisant pas l'objet d'un contrat, hors de portée économique et reportées) et des additions aux réserves.

Nous estimons qu'au 31 décembre 1982, il y avait en Alberta quelque 15,8 exajoules de réserves non engagées de gaz, dont 3,4 exajoules provenaient des zones superficielles de gaz du sud-est de l'Alberta. En raison des faibles niveaux constants de la demande en gaz de l'Alberta et des engagements croissants de paiements forfaitaires des principaux acheteurs de gaz, nous croyons que ces réserves non engagées seront raccordées à un rythme plus lent que celui que nous avions supposé auparavant. Les calendriers de raccordement utilisés pour la prévision actuelle sont présentés à l'annexe 6, tableau A6-13.

La possibilité de livraison des réserves superficielles de gaz est fondée sur un profil des possibilités de livraison obtenu par notre modèle. Le profil des possibilités de livraison utilisé pour les autres réserves non engagées de gaz est fondé sur un coefficient initial, soit une unité de production par jour pour chaque 7 000 unités de réserves récupérables. On présume que ce taux sera fixe pour huit années, et qu'il diminuera à raison de 8,22 pour cent par année par la suite. Ce profil est généralement accepté pour les réserves classiques de gaz.

On estime qu'au 31 décembre 1982, il y avait environ 2,2 exajoules de réserves de gaz non engagées en Colombie-Britannique. Les possibilités de livraison de ces réserves ont été calculées nappe par nappe, d'après le modèle des dates de mise en marche assignées, en prenant en considération les niveaux prévus de la demande, la grandeur du gisement et son éloignement par rapport aux pipelines existants.

Les réserves de gaz non engagées en Saskatchewan sont estimées à 0,4 exajoules, au 31 décembre 1982. Étant donné que le gouvernement de la Saskatchewan a maintenant l'intention de réduire ses achats de l'Alberta et d'augmenter la production de son propre gaz afin de répondre à ses besoins, nous supposons que ces réserves de gaz non engagées seraient vraisemblablement raccordées plus rapidement que celles de l'Alberta et nous avons utilisé notre profil des réserves non engagées établi précédemment. Ce calendrier de raccordement est également présenté à l'annexe 6, tableau A6-13. Étant donné que ces réserves sont en grande partie des réserves superficielles de gaz, leurs possibilités de livraison ont été calculées en utilisant le même profil de la possibilité de livraison pour le gaz superficiel que pour l'Alberta.

Les réserves reportées représentent les quantités des réserves établies qui, pour une raison quelconque, notamment un engagement dans un projet de recyclage ou de recompression, ne sont pas actuellement disponibles pour la production. Quelques 3,7 exajoules de réserves sont considérées comme reportées en Alberta en ce moment, et nous avons accepté un calendrier des possibilités de livraison préparé par la TCPL pour ces réserves.

Les réserves hors de portée économiques (HPE) représentent les réserves établies qui, en raison de leur volume, de leur lieu géographique ou de leur composition, ne sont pas considérées comme étant économiquement disponibles en ce moment. Au 31 décembre 1982, il y avait environ 1,8 exajoule de réserves HPE en Alberta et 0,7 exajoule en Colombie-Britannique. On a supposé que 50 pour cent des réserves HPE de l'Alberta seraient disponibles au cours de la période de prévision. Celles-ci ont été raccordées à un rythme de 4 pour cent par année et ont été produites en utilisant le profil de possibilités de livraison des réserves non engagées de l'Alberta, décrit précédemment. Les réserves HPE de la Colombie-Britannique ont été incluses dans la prévision des réserves non engagées pour cette province et elles ont été raccordées de manière logique d'après leur volume et leur emplacement.

On a considéré que le calendrier de raccordement des additions aux réserves utilisé dans les publications précédentes de l'Office et présenté au tableau A6-13, était encore approprié et celui-ci fut donc appliqué à nos prévisions d'additions aux réserves. On a calculé la possibilité de livraison des additions aux réserves en Alberta et en Colombie-Britannique d'après le même profil de possibilités de livraison décrit précédemment (c'est-à-dire un coefficient initial de 1:7 000 et un cycle de vie fixe de huit ans; par la suite, la production décline à raison de 8,22 pour cent par année). Nous avons utilisé le profil des gisements superficiels de gaz pour estimer la possibilité de livraison des additions aux réserves de la Saskatchewan.

En éprouvant la sensibilité de notre prévision totale par rapport aux différents profils de possibilités de livraison des additions aux réserves, nous avons constaté que la quantité des additions aux réserves a plus d'effets sur la possibilité de livraison à long terme, que les profils ou les calendriers de raccordements. Par conséquent, la fourchette prévue des facteurs d'incertitude dans notre prévision globale de l'approvisionnement repose principalement sur la fourchette prévue des additions aux réserves. L'incidence des facteurs d'incertitude concernés fait l'objet d'une discussion dans la section de ce chapitre sur l'équilibre de l'offre et de la demande.

6.2 Exportations de gaz naturel

Les exportations de gaz naturel, dont la moyenne représentait quelques 1 000 pétajoules par année au cours des années 70, ont diminué au cours des quatre dernières années à 750 pétajoules en 1983. Cette quantité ne représente que 40 pour cent du niveau des exportations actuellement autorisées par le gouvernement canadien. Une chute de la demande américaine pour le gaz, les coûts plus élevés de l'approvisionnement canadien et une augmentation de l'approvisionnement américain en raison des prix élevés, ont entraîné une diminution des occasions de marché pour le gaz canadien. Nos exportations ne représentent que 4 pour cent de la demande américaine en gaz; par conséquent, de petites fluctuations dans l'offre ou la demande dans ce pays, peuvent avoir des incidences majeures sur les exportations canadiennes. La perspective en ce qui concerne les exportations de gaz ne repose pas seulement sur l'offre et la demande future, mais également sur les modifications aux politiques d'établissement des prix du gaz en révision actuellement dans les deux pays.

En ce qui concerne l'établissement des prix, on a présumé que le gaz canadien réagirait plus aux changements du marché, par des prix ayant tendance à atteindre le niveau nécessaire pour faire concurrence au gaz indigène des États-Unis et aux autres combustibles. Cette hypothèse concorde avec les opinions qui nous ont été fournies dans les présentations et au cours des réunions avec les exportateurs, ainsi qu'avec l'énoncé politique subséquent du gouvernement fédéral, du 13 juillet 1984.

Il n'y a cependant pas unanimité quant à la durée de l'excédent actuel de la possibilité de livraison de gaz aux États-Unis. La situation a été décrite avec imagination par certains experts comme étant une bulle et par d'autres comme étant une saucisse. À plus long terme (après 1990), la plupart des intervenants ont convenu qu'il existera une forte demande pour le gaz canadien et que les quantités actuellement autorisées seront exportées. Pour la période jusqu'à 1990, nous avons examiné les répercussions du bilan global du gaz aux États-Unis et les perspectives de marchés spécifiques desservis par les licences existantes. On a ensuite utilisé beaucoup de discernement pour préparer une prévision pour chaque licence, dont les résultats sont présenté à l'annexe 6, tableau A6-14.

Offre et demande aux États-Unis

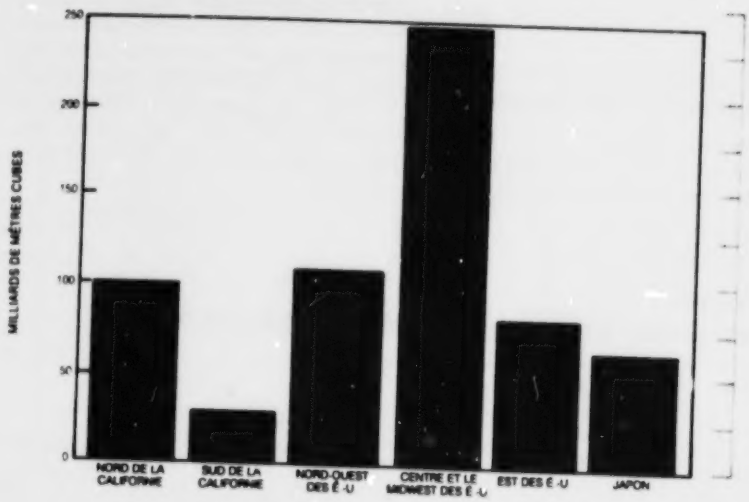
Notre prévision quant aux exportations traduit l'avis général à l'effet que la demande aux États-Unis en gaz supplémentaire (importations) s'établirait à environ 31 milliards de mètres cubes (1,1 Tpc) en 1986, passant à 51 milliards de mètres cubes (1,8 Tpc) en 1990. Du côté de la demande, nous constatons une augmentation modérée de la demande totale en gaz des États-Unis, passant d'environ 480 milliards de mètres cubes (17 Tpc) en 1983 à 500 milliards de mètres cubes (18 Tpc) en 1990. Nous ne pensons pas que les additions aux réserves aux États-Unis suivront le niveau de la demande au cours des prochaines années, ce qui transformera l'excédent actuel de la possibilité de livraison des États au sud du Canada en un déficit en 1986. Ceci, associé aux incidences des taux actuels élevés des prises à partir des réserves établies qui mèneront à une baisse plus rapide des possibilités de livraison futures, sont les signes d'une lacune croissante que les États-Unis devront combler à partir de sources supplémentaires. On s'attend à ce que le Mexique et l'Algérie continueront à fournir entre 3 et 4 milliards de mètres cubes (100 à 150 milliards de pieds cubes) par année. Le restant des besoins de gaz supplémentaire devra être comblé par des importations canadiennes.

Considérations du marché régional

La figure 6-8 indique la quantité de gaz dont l'exportation aux divers marchés des États-Unis a été autorisée.

Le nord de la Californie est desservi par la Pacific Gas and Electric qui achète du gaz canadien de l'Alberta & Southern Gas Co. Ltd., par l'entremise de sa filiale Pacific Gas Transmission Co. La demande en gaz canadien a baissé au cours de l'année contractuelle 1982-1983 par rapport au niveau de 1981-1982, en partie à cause des fortes précipitations qui ont augmenté la disponibilité de puissance hydro-électrique. L'excédent de pétrole, princi-

Figure 6-8
Exportations de gaz naturel autorisées selon la région de marché[1]



[1] au 31 octobre 1983

palement le mazout résiduel, provenant de la disponibilité croissante du pétrole de l'Alaska, a de plus compliqué les problèmes de commercialisation du gaz canadien, malgré le fait que les exportations canadiennes vers cette région du marché bénéficiant de faibles coûts de transport aux États-Unis et au Canada. Actuellement, le gaz canadien fait concurrence principalement aux approvisionnements intérieurs dans les États-Unis, introduits dans le nord de la Californie par le pipeline El Paso. Les centrales nucléaires de Diablo Canyon et San Onefre vont probablement remplacer une certaine partie de la production électrique alimentée au gaz, lorsqu'elles seront mises en marche.

Malgré cette concurrence, le gaz canadien devrait conserver sa part actuelle du marché en 1983-1984, avec des exportations atteignant un niveau de 55 pour cent des volumes autorisés. On s'attend que les débouchés pour le gaz canadien augmenteront progressivement jusqu'à 75 pour cent des quantités autorisées en 1986-1987.

Le gaz canadien est vendu dans le sud de la Californie par la Pan-Alberta à son client importateur étatsunien, la Northwest Alaskan, qui revend le gaz à la Pacific Interstate Transmission aux fins de livraison subséquente à la Southern California Gas Company. Le centre d'utilisation principal pour ce gaz est situé dans la région de Los Angeles. À cet endroit, le gaz canadien fait concurrence au gaz intérieur des États-Unis de la El Paso et de la Transwestern. Selon nos prévisions, les livraisons qui représentent actuellement 43 pour cent des niveaux autorisés, augmenteront à 60 pour cent en 1986-1987.

Les coûts élevés actuels des exportations de gaz canadien, combinés à la concurrence des coûts inférieurs, du mazout résiduel à teneur élevé en soufre, des résidus de bois, du gaz indigène des États-Unis et de l'électricité dans la région nord-ouest des États-Unis, ont entraîné une diminution considérable des quantités exportées vers cette région du marché. En se fondant sur l'hypothèse que le client américain de la Westcoast, c'est-à-dire la Northwest Pipeline, continuera, comme elle l'a fait par le passé, à acheter du gaz provenant de sources indigènes des États-Unis au niveau de quelques 4,7 milliards de mètres cubes (165 milliards de pieds cubes) annuellement, on prévoit que le marché pour le gaz canadien s'améliorera progressivement, passant de 35 pour cent du niveau actuellement autorisé à 75 pour cent en 1986-1987.

La possibilité de croissance dans les marchés du Midwest et du centre des États-Unis est limitée principalement par les augmentations démographiques et par la croissance industrielle, lesquelles ne seront pas considérables à court terme. Toutefois, on prévoit que de meilleures conditions économiques et une baisse des possibilités de livraison du gaz américain disponible pour les sociétés pipelinières entre états desservant cette région, mèneront à une augmentation de la demande de gaz canadien à compter de 1986.

Diverses sociétés canadiennes desservent cette région du marché. Les exportations de la Pan-Alberta, passant par le tronçon de l'Est de la Foothills Pipeline (Yukon) Ltd., alimentent trois réseaux pipeliniers américains, soit la Northern Natural, la Panhandle Eastern et la United. Le gaz canadien est également vendu par ProGas et Consolidated par le réseau Northern Border, qui représente la partie américaine du tronçon de l'Est. La TransCanada exporte des quantités importantes de gaz à Emerson (Manitoba) à ses clients américains, Great Lakes, Midwestern et American Natural Resources Pipeline. Cependant, le gaz intérieur des États-Unis peut actuellement être livré dans cette région à des prix bien inférieurs à celui du gaz canadien.

Les clients américains de gaz canadien dans la région commerciale du centre des États-Unis ont subi certaines pertes de charge permanentes, attribuables principalement à la restructuration de l'industrie et, dans certains cas, à la concurrence du charbon. En outre, une partie considérable des clients industriels de cette région peuvent utiliser deux combustibles et ainsi facilement passer du gaz naturel au mazout résiduel.

La Canadian-Montana Pipe Line Company et l'Inter-City Gas Corp. ont toutes

deux subi des pertes permanentes de charge en faveur du charbon et des déchets de bois dans leurs régions de marché. L'augmentation de la production du gaz indigène du Montana a également eu des répercussions sur la demande de gaz canadien au Montana.

Nous prévoyons que les livraisons dans cette région atteindront entre 60 et 70 pour cent du niveau autorisé en 1986-1987, par rapport aux niveaux actuels situés entre 40 et 50 pour cent.

Dans les marchés de l'Est des États-Unis, il existe un potentiel considérable pour l'expansion de l'utilisation du gaz naturel dans les secteurs résidentiel et commercial, suite au remplacement du pétrole par le gaz dans cette région. Les exportations canadiennes actuelles dans ce marché ne représentent qu'une très petite proportion des exportations totales, principalement en raison du manque d'installations pipelinières.

On prévoit que la demande dans cette région se maintiendra en 1984 aux niveaux de 1982, et s'améliorera progressivement par la suite. L'installation de nouvelles industries et une augmentation du taux de remplacement des autres combustibles vont vraisemblablement faire augmenter la demande de gaz naturel. L'augmentation de la demande dans le secteur industriel devrait également contribuer à améliorer les facteurs de charge du réseau.

Nous supposons que les exportations de la TCPL à la Boundary Gas, Inc. débuteront comme prévu en novembre 1984. Toutes les autres nouvelles exportations vers le marché du nord-est des États-Unis, autorisées par suite de la décision de l'Office sur l'Audience générale de l'exportation du gaz de 1983, débuteront au cours de 1986-1987, année visée par la licence.

Nous prévoyons que les livraisons augmenteront à 75 pour cent du niveau autorisé, 3n 1986-1987, à la condition que l'autorisation réglementaire des États-Unis ait été obtenue et que les installations pipelinières projetées soient construites afin d'accommoder de plus gros volumes d'importation du Canada.

Aux fins de ce rapport, nous avons supposé que le projet parrainé par Dome Petroleum Ltd. en vue de transporter du GNL de la Colombie-Britannique au Japon se poursuivrait, mais qu'il ne débuterait qu'en 1987-1988.

Prévision à court terme des exportations.

Le tableau 6-5 résume les résultats de notre prévision qui sont comparés aux prévisions des intervenants dans la figure 6-9.

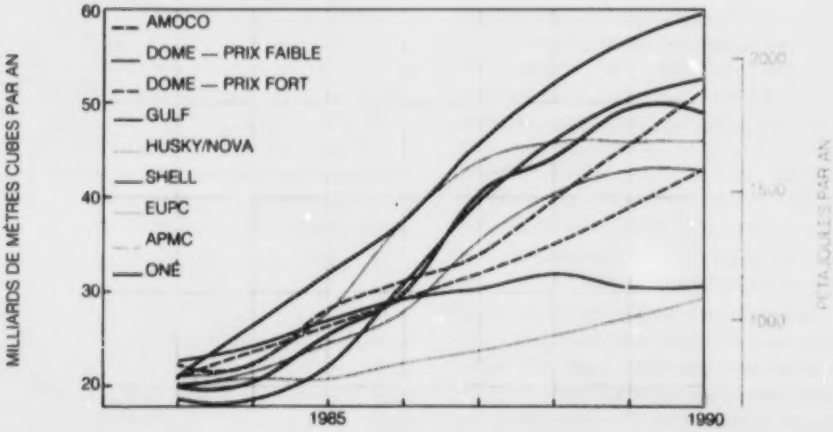
Tous les intervenants ont supposé que les licences d'exportation seraient prolongées au delà de 1990. Nous n'avons pas tenu compte de cette hypothèse dans notre prévision, laquelle n'est établie que sur les modalités et les quantités des licences actuelles. La figure 6-10 illustre notre hypothèse qu'à plus long terme, les niveaux d'exportation suivront les niveaux autorisés.

Tableau 6-5
Prévision à court terme des exportations de gaz naturel

(Exajoules)

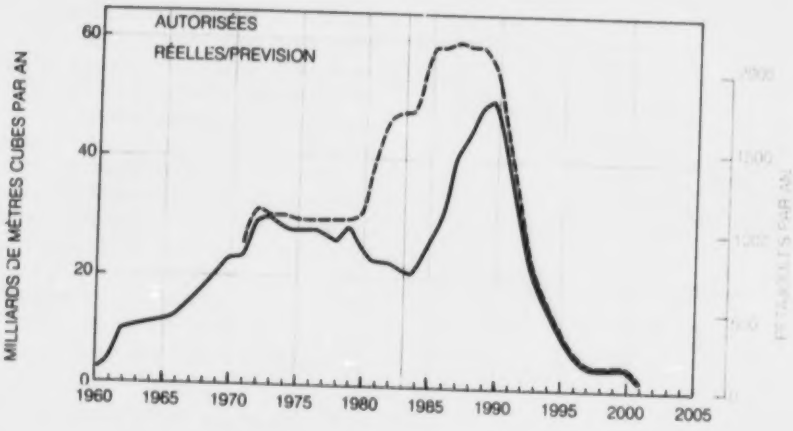
	Exportations autorisées	Exportations prévues	Pourcentage
1984	1,86	0,79	42
1985	2,22	1,01	45
1986	2,25	1,14	51
1987	2,26	1,53	68
1988	2,24	1,67	74
1989	2,22	1,85	83
1990	2,06	1,85	90

Figure 6-9
Prévisions des exportations à court terme de gaz naturel



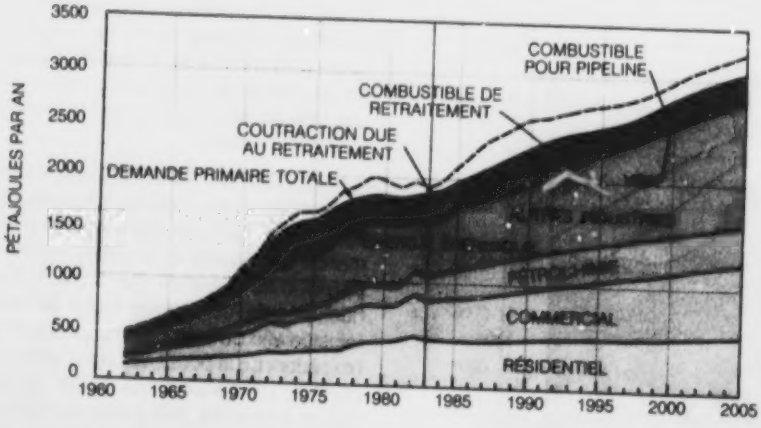
Source: tableau A6-15, annexe 6

Figure 6-10
Exportations autorisées, réelles et prévues de gaz naturel



Source: tableau A6-16, annexe 6

Figure 6-11
Demande de gaz naturel, Canada



Source: tableau A6-15, annexe 6
tableau A10-2, annexe 10

6.3 Demande primaire de gaz naturel

La demande primaire de gaz naturel inclut les besoins pour la production thermique d'électricité, le combustible pour le pipeline et le combustible de retraitement, ainsi que les besoins pour utilisation finale. La figure 6-11 indique notre projection du cas de référence en ce qui concerne la demande primaire de gaz (l'annexe 10 donne les niveaux de la demande). Nous prévoyons que la croissance moyenne de la demande primaire pour le gaz naturel s'établira entre 2 et 3 pour cent par année, de 1983 à 2005. Notre perspective concernant la demande primaire de gaz est comparée aux projections des intervenants à la figure 6-12 et à l'annexe 6.

Une incertitude considérable existe quant aux incidences d'un certain nombre de facteurs sur la demande de gaz. Les résultats de la concurrence actuelle entre le gaz et l'électricité, selon les politiques actuelles en matière d'établissement des prix, et l'àpropos des agrandissements des zones de service de gaz naturel sont particulièrement importants.

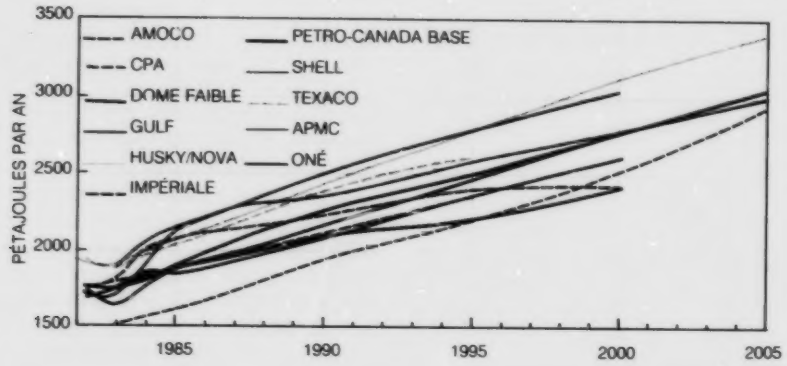
En général, la demande primaire de gaz suit les besoins intérieurs pour utilisation finale. Toutefois on prévoit que les besoins en matière de production thermique d'électricité diminueront au cours de la période de projection (chapitre 5). La demande de combustible pour pipeline augmente considérablement dans les années 80 et diminue par la suite, en suivant le modèle des exportations de gaz naturel.

Nos opinions sur la demande pour utilisation finale de gaz naturel sont tirées:

- de nos évaluations de la demande totale d'énergie dans les secteurs résidentiel, commercial et industriel (chapitre 3) et de la concurrence entre combustibles dans ces mêmes marchés (chapitre 4);
- du degré d'utilisation de gaz naturel comme charge d'alimentation pétrochimique et comme combustible (chapitre 3); et
- de l'utilisation de gaz naturel pour véhicules (chapitre 3).

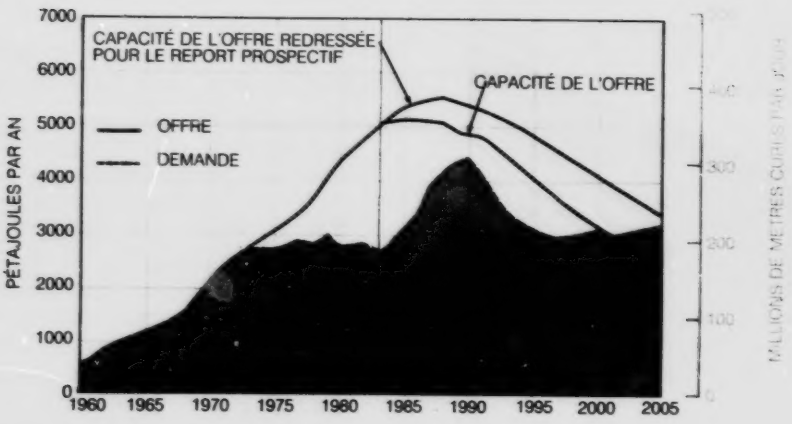
On prévoit que la demande pour utilisation finale croîtra d'environ 3,5 pour cent par

Figure 6-12
Prévisions de la demande primaire en gaz naturel, Canada



Source: tableau A6-18, annexe 6

Figure 6-13
Offre et demande de gaz naturel Régions productrices classiques



Source: tableau A6-19 et A6-20, annexe 6

année dans les années 80. Une croissance relativement rapide est projetée par suite des répercussions de l'activité économique sur les marchés de l'énergie aux fins industrielles, de la pénétration croissante du gaz alors que les régions de service de gaz naturel s'étendent aux marchés internes et de l'utilisation croissante de gaz naturel comme charge d'alimentation pétrochimique. On projette que dans les années 90, la demande augmentera à un rythme d'environ 2,5 pour cent par année, au moment où la pénétration du gaz ralentira et que la croissance des besoins pétrochimiques diminuera considérablement. Nous avons supposé que le gaz naturel serait de plus en plus utilisé comme carburant de véhicules, particulièrement pour la flotte de véhicules commerciaux.

6.4 Bilan de l'offre et de la demande

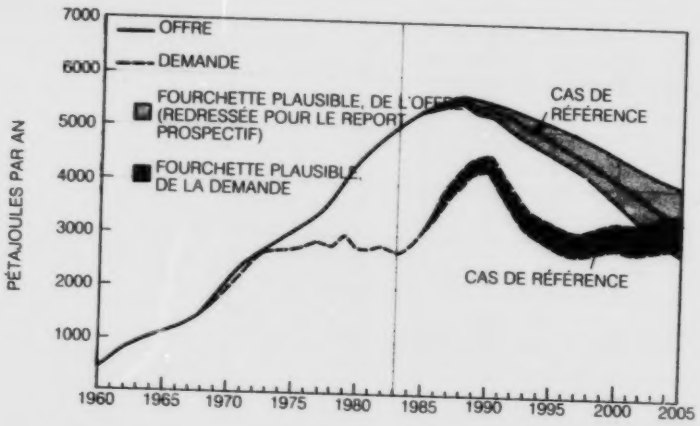
Dans la figure 6-13, la prévision en matière d'approvisionnement de gaz pour les régions traditionnelles est comparée à la projection de la demande intérieure et d'exportation, à l'exception de la demande intérieure de la région des Maritimes. Cette demande a été exclue parce qu'elle a été établie d'après une source de gaz au large de la côte Est.

La courbe d'approvisionnement la plus élevée dans la figure 6-13 reflète l'incidence du report aux années subséquentes, des volumes inutilisés de gaz naturel au cours des premières années de la période de projection. D'après nos projections de l'offre et de la demande pour le cas de référence, il est évident qu'il y aura une offre excédentaire de gaz naturel jusqu'à la fin du siècle.

Les fourchettes vraisemblables de l'offre et de la demande en gaz sont illustrées à la figure 6-14. La zone hachurée de la demande représente la déviation de notre prévision de référence. De même, la zone hachurée de l'offre représente la déviation rajustée afin de tenir compte du report de l'excédent de la possibilité de livraison. En général, on s'attend que l'offre de gaz naturel provenant des zones productives traditionnelles réponde à la demande pendant au moins 20 ans, peut-être même davantage. Cette perspective n'est pas

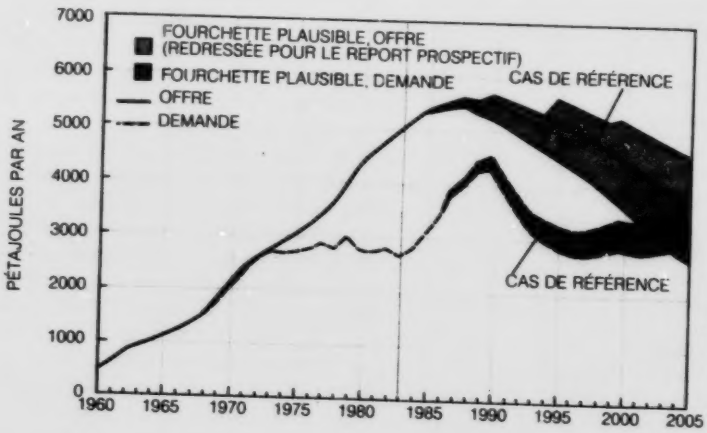
réellement influencée par l'inclusion de nos projections concernant l'offre des régions pionnières et la demande de la région des Maritimes.

Figure 6-14
Fourchettes plausibles
Offre et demande de gaz naturel
Régions productrices classiques



Source: tableau A6-19, annexe 6

Figure 6-15
Fourchettes plausibles de l'offre et de la demande de gaz naturel, Canada



Source: tableau A6-19, annexe 6

CHAPITRE 7

PÉTROLE BRUT ET ÉQUIVALENTS

Dans ce chapitre nous étudions à quel point les ressources pétrolières du Canada peuvent répondre à la demande nationale de produits pétroliers. Une fois présentées les diverses composantes des ressources pétrolières, nous étudions les diverses sources d'approvisionnement en commençant par celles des régions traditionnelles de production, surtout dans l'ouest du Canada. La discussion comprend une étude des réserves établies restantes actuelles et des additions aux réserves provenant de découvertes futures, de la récupération assistée et d'autres augmentations des réserves des gisements établis. Ensuite nous évaluons l'apport probable du pétrole brut synthétique et du bitume brut à partir des gisements de sables pétrolifères et nous étudions finalement les perspectives de production à partir des régions pionnières, c'est-à-dire de la région du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort, des îles de l'Arctique et au large de la côte Est.

Nous examinons ensuite la demande de pétrole fondée sur la demande de produits pétroliers précis. Les besoins de charge d'alimentation des raffineries au pays sont reliés à l'offre nationale disponible et les implications relatives aux importations et aux exportations sont étudiées. Le chapitre se conclut par une discussion du bilan de l'offre et de la demande.

7.1 Offre de pétrole brut et équivalents

Trois principales contraintes touchent les approvisionnements futurs en pétrole:

- Le volume des ressources pétrolières.
- Les limites technologiques qui influencent l'accessibilité des ressources au point de vue de l'exploitation, du niveau de récupération dans les gisements et du temps de préparation requis pour l'exploitation.
- Les considérations économiques qui touchent le rythme de l'exploitation des ressources et les niveaux de récupération.

La base de ressources en pétrole brut est la quantité totale d'hydrocarbure dont l'existence est connue ou supposée et à partir de laquelle on peut obtenir du pétrole brut ou des équivalents, sans régard à la proportion qui peut s'avérer économiquement récupérable. Seule une partie de cette base de ressources constituera éventuellement des approvisionnements, dépendant de facteurs géologiques, technologiques et économiques. La base de ressources est composée d'éléments divers qui ne sont pas tous également définis. La ressource la mieux définie est celle du pétrole en place dans les gisements découverts. Ces gisements, qui contiennent nos réserves établies, englobent une vaste gamme de réservoirs contenant du pétrole brut de qualités différentes et dont les caractéristiques de production sont très diverses. Les taux de production diminuent normalement à mesure de l'exploitation d'un gisement, mais le taux de diminution peut être réduit et la récupération du pétrole, augmentée, en raison de progrès technologiques et si la profitabilité du producteur lui permet d'utiliser des processus de récupération assistée plus complexes et généralement plus coûteux. Le pétrole en place dans les gisements découverts constitue environ 4 pour cent de la base totale de ressources.

Les additions futures à la base de ressources en pétrole brut traditionnel, grâce aux travaux d'exploration et d'exploitation ne sont pas aussi bien définies. Ces additions peuvent constituer environ 5 pour cent de la base de ressources. Dans les régions bien explorées, on peut établir une estimation raisonnable des additions par l'analyse des tendances des découvertes du passé, mais les progrès accomplis au chapitre des techniques d'exploration et les modifications de la profitabilité à la production peuvent très bien donner lieu à des additions qui diffèrent de façon importante des tendances historiques. Il est possible d'effectuer des évaluations géologiques dans les régions moins explorées, mais des conditions géologiques favorables ne garantissent pas la présence de pétrole et les estimations fondées sur ces évaluations comportent une bonne part de conjoncture. Étant donné que la plupart des régions non explorées au Canada se trouvent au large des côtes ou dans les régions Arctiques, l'exploitation des ressources pétrolières dans ces régions sera très coûteuse et la fiabilité économique de toute découverte dépendra de la dimension du gisement et de la capacité de production.

Le bitume brut constitue de loin la plus importante composante de la base de ressources de pétrole brut, mais les quantités exploitables sont moins bien définies. Le bitume brut constitue environ 90 pour cent du total; il s'agit d'une substance goudronneuse qui en général ne s'écoule pas des gisements où elle se trouve. Lorsque les gisements se trouvent près de la surface, on peut récupérer le bitume par l'exploitation à ciel ouvert. Les gisements plus profonds peuvent être exploités en forant des puits, après avoir rendu le bitume moins visqueux par introduction de chaleur dans le gisement. On appelle généralement cette méthode de production "récupération in situ".

On trouve du bitume brut dans plusieurs gisements très importants en Alberta et, pour chacun, l'extraction présente des défis spécifiques. Deux importantes installations d'extraction fonctionnent actuellement au gisement Athabasca. Les sables pétrolifères sont récupérés à partir de puits à ciel ouvert, le bitume et le sable sont séparés par un processus utilisant de l'eau chaude et le bitume est alors pré-raffiné en pétrole brut synthétique. De plus petits projets d'extraction in situ existent à plusieurs endroits dans la province. La production de ces derniers ne fait pas l'objet de préraffinage en ce moment; en effet, le bitume produit est mélangé avec du pentane plus (produit pétrolier très léger dérivé en grande partie du traitement du gaz naturel) pour délayer le bitume et le rendre propice au transport par pipeline.

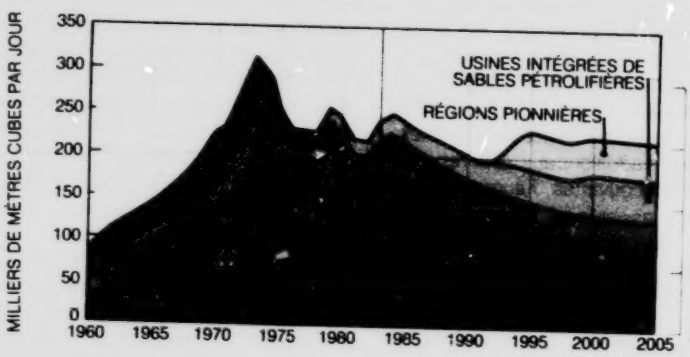
Quoique la technologie actuelle soit en mesure d'exploiter une portion importante de cette ressource, le coût n'en est pas moins très élevé. Toutefois, plusieurs propositions visant l'efficacité accrue de l'extraction du bitume sont à l'étude et il semble que des progrès importants seront accomplis pendant la période des prévisions.

On peut également considérer que le pétrole brut synthétique produit à partir du charbon fait partie de la base de ressources pérolières. Deux usines sont actuellement exploitées en Afrique du Sud. Au Canada, on effectue des recherches sur

la liquéfaction du charbon à partir de gisements dans l'est comme dans l'ouest du pays.

L'estimation des coûts sociaux d'approvisionnement donne une idée de la faisabilité économique de l'exploitation des ressources pétrolières du Canada. Le tableau 7-1 donne des fourchettes estimatives des coûts sociaux d'approvisionnement pour diverses sources de pétrole. Il s'agit des coûts d'exploitation et de production du pétrole sans tenir compte des impôts, des redevances et de tout stimulant, escomptés à un taux réel de 10 pour cent, soit le coût social estimatif du capital au Canada. Les éventails pour chaque source traduisent des incertitudes au chapitre des données d'intrant et indiquent que les coûts d'approvisionnement seront différents pour chaque projet au sein d'une source donnée d'approvisionnement.

Figure 7-1
Rétrospective de la production et capacité de production prévue du pétrole brut et de ses équivalents
Canada



Source: tableaux A7-3 et A7-1, annexe 7

Tableau 7-1
Prix du pétrole et coûts sociaux d'approvisionnement en pétrole brut (1)

	dollars de 1983/mètre cube
Prix mondial du pétrole à Montréal(2)	
1983	215 – 265
2005	250 – 310
Additions aux réserves de pétrole brut traditionnel	70 – 140
Récupération assistée, pétrole lourd	60 – 160
Récupération assistée, pétrole léger	60 – 210
Régions pionnières(3)	100 – 150
Usines intégrées d'extraction des sables pétrolifères	200 – 300
Usines intégrées d'extraction in situ des sables pétrolifères	200 – 300
Bitume et pré-raffinage	210 – 320
Bitume	110 – 170
Pré-raffinage	100 – 150

(1) Comprennent les coûts de transport vers le centre du Canada, sauf indication contraire.
(2) La fourchette de prix donnée s'applique au pétrole dans l'éventail de qualité CCPA D7-S7 à D2-S3.
(3) Sauf les coûts de transport. Les coûts de transport dépendent de l'emplacement des gisements et peuvent varier de 10 $ à 80 $ le mètre cube.

Les estimations ont été élaborées selon l'hypothèse que les coûts réels augmenteraient à mesure de la diminution de la base de ressources, mais qu'il ne se produirait aucune augmentation réelle des coûts d'immobilisations et d'exploitation par unité de travail.

Les fourchettes des coûts d'approvisionnement sont données par ordre d'attrait économique perçu et, à notre avis elles sont représentatives. Les coûts de production relatifs provenant de ces sources d'approvisionnement ont constitué une considération fondamentale dans la préparation de nos prévisions. Un seul intervenant, la Dome, a fourni des estimations du coût de l'approvisionnement provenant de plusieurs sources; ses estimations se comparent aux nôtres. Lors de la discussion des catégories individuelles de l'offre, nous ferons une fois de plus référence à ces coûts d'approvisionnement.

Notre prévision de l'offre de pétrole brut et d'équivalents est résumée à la figure 7-1. Il est évident qu'en l'an 2005, les réserves établies en ce moment ne contribueront que pour une faible partie à l'approvisionnement total. Les nouveaux

approvisionnements proviendront des découvertes, de la récupération assistée des réserves établies courantes, des projets de sables pétrolifères et des régions pionnières. Une proportion de plus en plus élevée de l'approvisionnement total proviendra de la catégorie des pétroles bruts lourds, créant ainsi un besoin soit de préraffinage du pétrole brut lourd pour obtenir un pétrole plus léger ou pour l'augmentation des exportations de pétrole brut lourd compensant une augmentation des importations de pétrole brut léger.

Approvisionnements provenant des régions traditionnelles

Réserves établies

Les réserves établies sont données pour chaque province dans le tableau 7-2. Ces estimations ont été calculées à partir de l'étude du rendement des gisements individuels.

Pendant la période étudiée, on prévoit que la capacité de production à partir des réserves établies devrait diminuer, passant de 200 000 mètres cubes par jour en 1983 à 19 000 mètres cubes en 2005, soit environ 10 pour cent du niveau actuel. Nos prévisions de la capacité de production à partir des réserves établies ne sont pas influencées par les prix mondiaux du pétrole, car nous présumons que les stimulants aux forages intercalaires et les programmes d'allègement fiscal pour les gisements marginaux se poursuivront. C'est pourquoi la fourchette plausible du tableau 7-3 est très limitée.

Les prévisions du cas de référence relatives à la capacité de production à partir des réserves établies sont résumées par province au tableau A7-4 de l'annexe 7 et détaillées par gisement au tableau A7-5 de l'annexe 7. Dans ce dernier tableau, nous avons également regroupé les données des gisements individuels selon le réseau de pipeline. Ce regroupement fournit une évaluation de l'utilisation projetée des pipelines individuels permettant l'identification des contraintes pipelinières possibles pour notre prévision. Les emplacements de ces pipelines et d'autres pipelines importants se trouvent à la figure 7-2.

Additions aux réserves de pétrole brut traditionnel dans les régions productrices établies

Les additions aux réserves consistent en des découvertes futures et en l'appréciation des réserves dans les gisements établis. L'appréciation découle des révisions aux estimations antérieures, à l'agrandissement de l'étendue des gisements et des améliorations de la récupération du pétrole par l'application de méthodes de récupération assistée du pétrole. La récupération assistée s'effectue au moyen de forages intercalaires, d'injection d'eau ou d'autres méthodes plus coûteuses, qu'on appelle communément techniques tertiaires.

Dans l'analyse nous avons considéré les additions aux réserves provenant de toutes les formes de récupération assistée à partir des réserves établies actuelles comme constituant une seule catégorie. Les découvertes futures et l'appréciation des réserves établies actuelles constituent une catégorie distincte. L'ampleur des additions aux réserves pour chaque catégorie est illustrée à la figure 7-3.

Tableau 7-2
Réserves établies estimatives de pétrole brut traditionnel au 31 décembre 1982

(Millions de mètres cubes)

	Réserves initiales	Réserves restantes
Colombie-Britannique	80,4	23,9
Alberta	1868,9	567,8
Saskatchewan	392,6	100,4
Manitoba	29,1	7,5
Territoires du Nord-Ouest	39,9	35,6
Ontario	9,8	0,6
Total du Canada	**2420,7**	**735,7**
Estimations préliminaires au 31 décembre 1983:		
Total Canada	**2466,8**	**714,5**

Tableau 7-3
Fourchette plausible de la capacité de production à partir des réserves établies

(Milliers de mètres cubes par jour)

	1983	1990	2005
Supérieur	210	104	20
Cas de référence	200	99	19
Inférieur	190	94	18

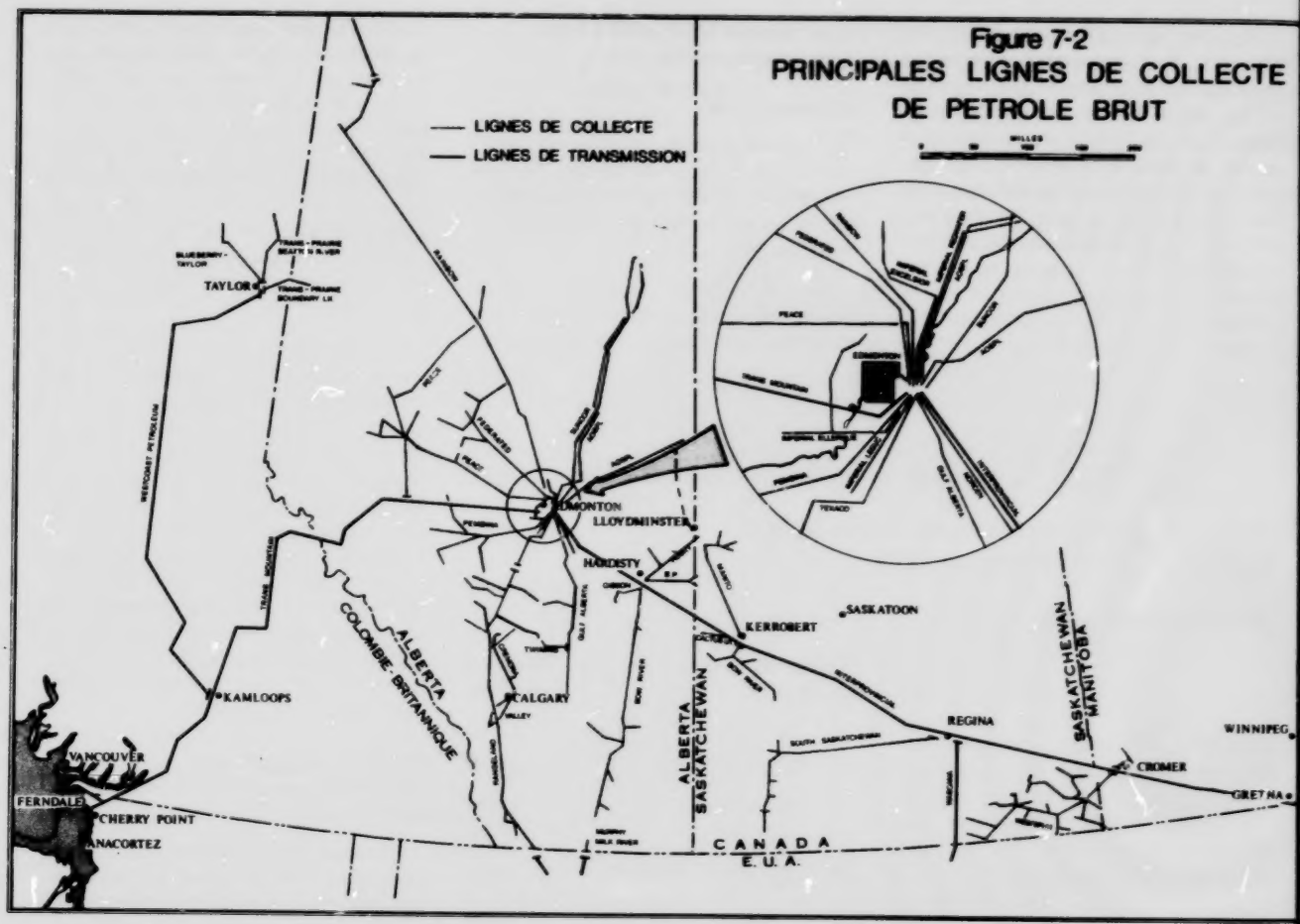


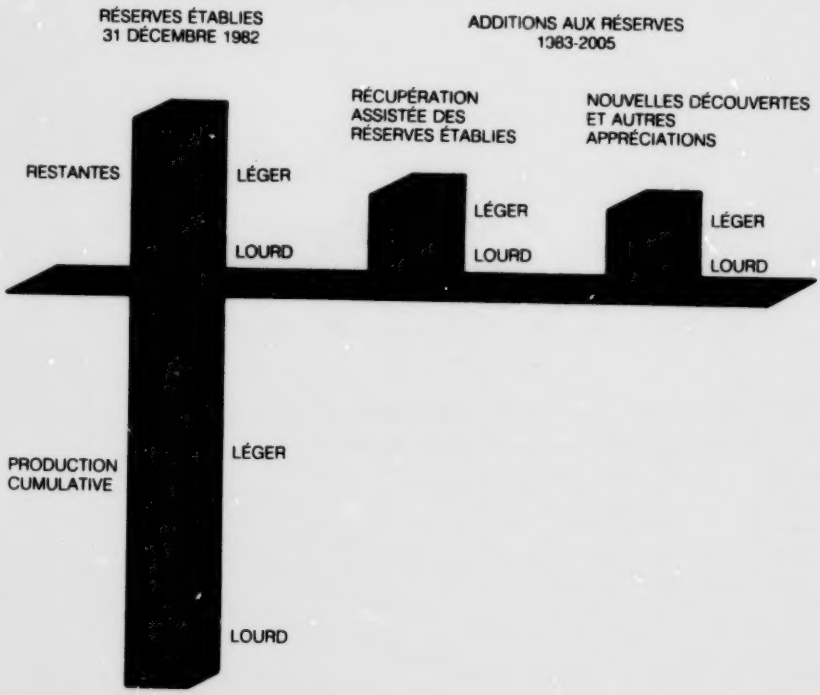
Figure 7-2
PRINCIPALES LIGNES DE COLLECTE
DE PETROLE BRUT

Les additions totales aux réserves de pétrole brut traditionnel dans les régions traditionnelles s'élèvent à 679 millions de mètres cubes pour la période de prévision. En comparaison, l'Office prévoyait des additions s'élevant à 696 millions de mètres cubes au total pour son cas de base modifié, dans son rapport de juin 1981. Les prévisions courantes sont moins optimistes dans le cas des additions anticipées provenant de la récupération assistée des réserves établies, mais elles sont plus optimistes dans le cas des découvertes futures. La figure 7-4 illustre le profil des additions aux réserves passées et futures attendues au cours de la période de prévision.

La capacité de production à partir des additions aux réserves dans les régions traditionnelles de production s'élèvera à 62 000 mètres cubes par jour en l'an 2005. Étant donné que cela représente environ 30 pour cent de la capacité de production totale prévue pour cette année là, l'importance des futures additions aux réserves pour atteindre les niveaux de capacité de production prévus est très évidente. Les hypothèses fondamentales servant à convertir les additions aux réserves en capacité de production sont énumérées au tableau A7-11 de l'annexe 7.

Figure 7-3
Réserves de pétrole brut classique
Régions traditionelles

(millions de mètres cubes)



SOURCE: tableaux A7-2, A7-6, et A7-8, annexe 7

Découvertes futures et plus-value

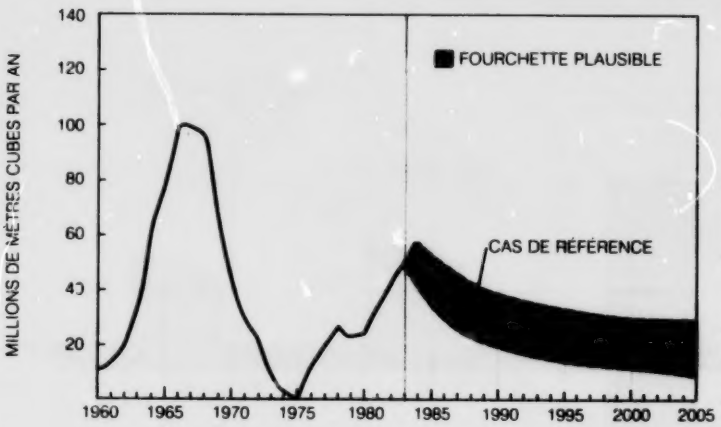
Les additions aux réserves de pétrole brut à partir de découvertes nouvelles et accrues, sans tenir compte de la plus-value des réserves actuelles établies au moyen de la récupération assistée de pétrole, devraient constituer environ la moitié des additions totales, comme le montre la figure 7-3.

Au cours des premières années de la période de prévision, le niveau d'addition aux réserves que nous prévoyons est comparable aux niveaux annuels atteints depuis 1978, année où les additions ont augmenté considérablement. Cette augmentation a coincidé avec un programme accéléré de forages d'exploration, dont la plus grande partie avait pour but de trouver du gaz. Par la suite, la diminution de l'intérêt pour de nouveaux approvisionnements en gaz et l'amélioration de la profitabilité pour l'exploration et la mise en valeur des gisements de pétrole ont stimulé les travaux de forage en vue de trouver du pétrole et ont fait que les taux d'addition plus élevés se sont poursuivis. Nous prévoyons qu'un programme d'exploration très intense en vue de trouver du pétrole se poursuivra au cours des premières années de nos projections, ce qui maintiendra les additions au niveau actuel. Plus tard, nous nous attendons à ce que ces additions diminuent au fur et à mesure qu'il deviendra plus difficile de trouver du pétrole.

Par le passé, les réserves dans plusieurs gisements de pétrole ont augmenté de façon importante au cours des années suivant la découverte. Ces augmentations provenaient d'une meilleure compréhension des caractéristiques des réservoirs, du développement des gisements et de l'amélioration de la profitabilité de production du pétrole brut. En ce moment, exception faite des gisements, nous prévoyons une faible augmentation globale des gisements déjà découverts, ou des plus petits gisements qu'on s'attend à découvrir au cours de la période de prévision.

Nous croyons que la profitabilité de l'exploration et de la production du pétrole brut dans l'ouest du Canada pourra être maintenue pour toute la fourchette plau-

Figure 7-4
Additions aux réserves de pétrole brut classique
Régions traditionelles (1)



Source: tableaux A7-2,A7-6 et A7-8, annexe 7

(1)À l'exclusion de l'injection d'eau de Norman Wells

sible de prix servant à ce rapport. Les incertitudes ou risques géologiques, pour leur part, pourraient avoir une influence importante sur la profitabilité de sociétés individuelles, en fonction du nombre et de la dimension des gisements découverts.

La fourchette plausible des additions aux réserves indique les répercussions de prix plus élevés ou plus bas et le potentiel géologique. Des prix pétroliers plus bas occasionnant des rendements plus faibles pour les producteurs retarderaient les forages d'exploration, réduisant ainsi les additions aux réserves tandis que des prix plus élevés devraient accélérer l'exploration et produire des additions aux réserves plus élevées. La fourchette plausible devient considérablement plus étroite au cours des dernières années de la période de prévision, à mesure qu'on s'approche du potentiel ultime des réserves. La fourchette correspondante pour la prévision de la capacité de production se trouve au tableau 7-4.

Récupération assistée

Dans ce rapport, la récupération assistée du pétrole comprend toutes les techniques de récupération autres que celles qui utilisent seulement l'énergie naturelle du réservoir, connues généralement sous le nom de techniques de récupération primaire. Quoique qu'il soit possible d'effectuer des additions aux réserves par forages intercalaires et par d'autres projets d'injection d'eau dans les gisements établis, le plus grand potentiel de récupération assistée se trouve dans l'application de techniques de récupération tertiaire.

En ce qui a trait aux pétroles légers, la technique de récupération tertiaire la plus courante consiste en l'injection d'un liquide miscible au pétrole selon les conditions du réservoir. Dans le cas d'injection d'hydrocarbures, le fluide injecté est un liquide du gaz naturel, par exemple du propane, tandis que dans le cas du procédé au dioxyde de carbone il s'agit de dioxyde de carbone. Dans le cas des pétroles bruts lourds, la méthode tertiaire la plus courante consiste en l'injection de vapeur ou dans la combustion in situ d'une partie du pétrole dans le réservoir pour en améliorer la récupération. Ces dernières techniques sont dites thermiques. On s'attend que d'autres méthodes telles que l'injection d'une solution de tensio-actif, de produits alcalins et de polymères ne produisent que de petites quantités additionnelles de pétrole.

Les potentiels des diverses méthodes de récupération tertiaire ont été évalués à l'aide d'un modèle d'évaluation de projet. Ce modèle donne une estimation de la récupération supplémentaire de pétrole qui serait produit par l'application d'une méthode tertiaire à un réservoir donné et évalue la viabilité économique du projet. La base de données pour ce modèle a été établie au moyen d'un processus d'élimination qui identifiait les réservoirs où l'on considérait techniquement faisable l'application de l'une des méthodes de récupération tertiaire. Le regroupement des résultats des gisements individuels produit des estimations à la fois de la récupération additionnelle totale et de la portion qui est économiquement viable. La récupération additionnelle totale est appelée "potentiel

Tableau 7-4
Fourchette plausible de la capacité de production à partir des découvertes et de la plus-value(1)

(Milliers de mètres cubes par jour)

	1990	2005
Supérieur	29	33
Cas de référence	24	27
Inférieur	20	21

(1) Ne comprend pas la plus-value des réserves courantes établies grâce à la récupération assistée.

technique" tandis que la portion considérée économiquement viable est appelée "potentiel économique".

Le tableau 7-5 donne les résultats de notre évaluation des deux plus importantes méthodes de récupération assistée: miscible pour les gisements de pétrole léger et thermique pour le pétrole brut. En ce qui concerne les procédés miscibles, le potentiel technique estimatif est de 304 millions de mètres cubes, ce qui constitue 8 pour cent du pétrole initial en place dans les gisements analysés. En ce qui concerne les méthodes thermiques, le potentiel technique est évalué à 266 millions de mètres cubes, ce qui représente 29 pour cent du pétrole initial en place dans les gisements analysés. Les potentiels économiques pour le cas de référence sont de 145 millions de mètres cubes pour les méthodes miscibles et de 170 millions de mètres cubes pour les méthodes thermiques. Le total du pétrole initial en place dans les réservoirs pour lesquels on croit qu'au moins une méthode tertiaire serait techniquement faisable, s'élève à 4 650 millions de mètres cubes ou environ 60 pour cent du pétrole initial en place pour les réservoirs de pétrole traditionnel au Canada.

Il est généralement accepté que dans le cas de gisements de pétrole lourd traditionnel, à moins que certains problèmes techniques ne s'avèrent plus sérieux que prévu, le procédé de combustion in situ prédominera, parce que la majeure partie du pétrole lourd brut traditionnel du Canada se trouve dans des gisements relativement minces. Les méthodes d'injection de vapeur auront probablement plus de succès dans les zones plus épaisses et elles seront donc plus applicables à la récupération de bitume à partir des sables pétrolifères où les couches productrices peuvent être relativement épaisses.

Actuellement, on considère que les techniques miscibles sont techniquement applicables aux réservoirs canadiens, mais les autres méthodes tertiaires exigent généralement d'autres améliorations avant que des projets d'échelle commerciale puissent être mis en oeuvre au pays. Depuis l'introduction du Programme énergétique national en 1980, les risques économiques associés aux projets tertiaires ont été réduits, grâce à l'octroi de prix et à la réduction des redevances et des impôts pour le pétrole brut additionnel qui sera produit. En résultat, l'industrie est devenue très active dans ce domaine et de nouveaux projets ont été lancés ou sont encore à l'étude. Ces projets sont en grande partie à l'échelle expérimentale, mais, en ce qui concerne la méthode d'hydrocarbures miscibles, plusieurs projets d'envergure commerciale ont été entrepris. Le tableau A7-12 de l'annexe 7 énumère les projets actifs et prévus de récupération assistée du pétrole.

Tableau 7-5
Résultats du modèle de récupération assistée du pétrole
Cas de référence

	Thermique	Miscible
Pétrole initial en place (millions de mètres cubes)	909	3743
Potentiel technique (millions de mètres cubes)	266	304
Pourcentage du pétrole initial en place	29	8
Potentiel économique au prix de référence du pétrole (millions de mètres cubes)	170	145
Pourcentage du potentiel technique	64	47

Dans le cas de la méthode d'hydrocarbures miscibles, les prévisions d'additions aux réserves au cours des quelques premières années des prévisions sont fondées sur le calendrier des projets prévus en ce moment. Dès les premières années de la période de prévision, nous croyons que les LGN constitueront les fluides miscibles préférés en raison des excédents et des bas prix. Au cours des années 1990, nous prévoyons que le dioxyde de carbone sera plus largement utilisé, en raison de la diminution de la disponibilité des LGN et de l'augmentation possible de leur coût. Pour notre projection, nous avons présumé que presque tout le potentiel économique des méthodes miscibles sera ajouté pendant la période de prévision.

En ce qui concerne les méthodes thermiques, on a supposé que les additions augmenteraient lentement à mesure des progrès technologiques. On prévoit que seulement 60 pour cent du potentiel économique sera ajouté au cours de la période de prévision. Les additions aux réserves prévues pour les diverses techniques de récupération assistée du pétrole sont données en détail aux tableaux A7-6 et A7-8 de l'annexe 7.

Bien que beaucoup de progrès s'accomplissent dans le perfectionnement des techniques de récupération assistée du pétrole, il n'existe pas moins de nombreux risques technologiques. Toute prévision en matière d'additions aux réserves grâce aux techniques de récupération assistée entraîne donc des incertitudes considérables. Ces dernières touchent également les éventuelles modifications futures aux régimes fiscaux applicables aux projets de récupération assistée du pétrole. Le tableau 7-6 donne l'échelle de sensibilité des potentiels économiques pour les diverses techniques de récupération assistée. La fourchette plausible correspondant de la capacité de production se trouve au tableau 7-7.

Pentanes plus

Les prévisions de l'offre de pentanes plus se trouvent dans cette section parce qu'elles font partie de l'approvisionnement en pétrole brut et en équivalents, quoiqu'il soit produit comme sous-produit du traitement du gaz naturel. On en discute plus en détail au chapitre 8 avec d'autres liquides du gaz naturel.

Nos prévisions de production de pentanes plus sont résumées au tableau A8-12 de l'annexe 8. Ce résumé donne l'approvisionnement par usine de traitement du gaz, par réseau de pipeline, par province et pour tout le Canada. Seule une partie de

Tableau 7-6
Potentiel économique de la récupération assistée du pétrole provenant des réserves établies

(Millions de mètres cubes)

	Prix inférieur	Prix de référence	Prix supérieur
Forages intercalaires et injection d'eau	60	100	145
Méthodes thermiques	150	170	200
Méthodes miscibles	75	145	170
Autres méthodes	5	10	15
Total	**290**	**425**	**530**

cette offre sera disponible sous forme de pétrole brut et d'équivalents parce qu'on s'attend à ce que de petites quantités servent aux projets de récupération assistée du pétrole. Les quantités restantes disponibles de pentanes plus, une fois tenu compte de nos besoins prévus de fluide miscible, se trouvent au tableau A7-3 de l'annexe 7.

La croissance de l'offre disponible de pentanes plus par rapport au palier actuel, qui se situe actuellement entre 14 000 et 15 000 mètres cubes par jour, à environ 18 000 mètres cubes par jour en 1989 est attribuable à l'augmentation projetée de la production de gaz naturel. La diminution subséquente de l'offre se rapporte à la réduction des exportations de gaz, à l'interruption d'importants projets de recyclage et à une diminution graduelle du contenu de pentanes plus du gaz produit, à mesure que les pressions des réservoirs diminuent dans les anciens gisements et que diminue aussi l'approvisionnement de gaz en solution provenant des gisements de pétrole. La diminution de la quantité de pentanes plus dans l'ensemble de l'offre de gaz est rendue plus grave par l'hypothèse que le gaz découvert à l'avenir contiendra moins de pentanes plus que les réserves établies actuelles. Depuis les dix dernières années, on est témoin d'une tendance à la diminution de pentanes plus.

Les pentanes plus servent principalement à titre d'agent de réduction de la viscosité pour faciliter le transport des pétroles bruts lourds par oléoduc . Nous anticipons que la production de pétrole brut lourd augmentera au cours de la période de prévision, en grande partie en raison de l'augmentation de la production de bitume provenant des gisements de sables pétrolifères. Par conséquent, nous nous attendons à une augmentation de la demande de pentane plus. En l'absence d'installations de pré-raffinage, la demande dépassera l'offre vers la fin des années 1980 ou le début des années 1990. Tous les déposants qui ont étudié le bilan offre/demande de pentanes plus sont également arrivés à cette conclusion. Parmi les solutions qu'ont suggérées les intervenants, se trouve l'usage de pétroles légers raffinés de faible qualité comme agent de réduction de la viscosité pour le transport des pétroles bruts lourds ou le pré-raffinage partiel des pétroles bruts lourds pour obtenir la réduction désirée de la viscosité. La valorisation traditionnelle dans une pré-raffinerie régionale fait aussi partie des solutions possibles.

Pétrole brut synthétique et offre de bitume brut

Les sables pétrolifères constituent une vaste ressource qui, dans un climat économique approprié, pourrait être exploitée afin de compenser la diminution des approvisionnements de pétrole traditionnel. Les principaux facteurs économiques qui détermineront le rythme de cette exploitation sont les prix du pétrole, les modalités fiscales, la capacité de financement de l'industrie et des marchés. Les politiques du gouvernement, tant au palier fédéral que provincial, peuvent avoir des répercussions importantes sur ces facteurs. En conséquence, toute prévision de la production future des sables bitumineux comporte une bonne part d'incertitudes.

On accepte généralement que les projets de sables pétrolifères d'Alsands et Cold Lake ont été annulés au début des années 1980 en raison d'une réduction anticipée des marges d'autofinancement et de l'incertitude quant au prix du pétrole dans l'avenir. Depuis ces annulations, l'industrie a pris des mesures de réduction des risques économiques en lançant des projets de plus petite envergure. Une modification récente qui touche l'exploitation de sables pétrolifères est l'augmentation de la disponibilité de marchés pour le bitume non pré-raffiné aux États-Unis, en raison d'un programme de repavage des routes et d'accroissement des opérations de pré-raffinage dans les raffineries aux États-Unis.

L'extraction in situ des sables pétrolifères, convient mieux à des opérations de petite envergure que la méthode d'extraction minière, parce que les économies d'échelle sont moins importantes. Selon Husky/NOVA, 11 000 mètres cubes par jour

Tableau 7-7
Fourchette plausible de la capacité de production des réserves établies à partir de la récupération assistée de pétrole

(Millions de mètres cubes par jour)

	1990	2005
Supérieur	19	48
Cas de référence	16	35
Inférieur	12	16

constitue la capacité optimale d'une installation d'extraction. En contraste, la nature de la méthode de production in situ se prête à l'addition de petites quantités supplémentaires, particulièrement si le bitume n'est pas pré-raffiné.

En résumé, l'activité de l'industrie laisse croire qu'à court terme les sables bitumineux seront exploités graduellement au moyen de la méthode in situ. Dans un avenir rapproché, le produit ne sera pas pré-raffiné, mais il pourra plutôt satisfaire un marché croissant aux États-Unis. Plus tard, des installations régionales de pré-raffinage pourraient être construites pour traiter la production de plusieurs producteurs et pour fournir une charge d'alimentation de teneur légère aux raffineries. Ces aménagements se produiront à mesure que les conditions du marché ou les pénuries de diluant les rendront appropriés. Au cours des années 90, alors que les prix du pétrole devraient augmenter en termes réels, les exploitations d'extraction devraient constituer une fois de plus des investissements plus attirants. Toutefois, des incertitudes considérables entourent le calendrier de ces projets.

Aujourd'hui, l'aspect économique du pré-raffinage du pétrole brut est loin d'être certain. Les intervenants convenaient généralement que, bien que le pré-raffinage dans une raffinerie de pétrole puisse être économiquement attirant, une installation de pré-raffinage autonome exigerait des concessions au chapitre des redevances et des impôts si elle doit être viable commercialement. Les investissements dans les installations de pré-raffinage sont seulement attirants quand l'écart de prix entre le produit pré-raffiné et celui qui ne l'est pas, couvre le coût du pré-raffinage et occasionne un rendement intéressant pour l'investisseur. Actuellement, cet écart de prix n'est que de 50 $ à 75 $ le mètre cube tandis que les coûts estimatifs du pré-raffinage vont de 100 $ à 150 $ le mètre cube. Dans le cas d'une installation de pré-raffinage dans une raffinerie, les coûts d'immobilisation sont de 50 pour cent à 70 pour cent de ceux d'une installation autonome de pré-raffinage. Une proposition active en ce moment est une installation de pré-raffinage sur le site de la raffinerie de la Coopérative fédérée à Régina. Au début de juin, Husky et les gouvernements de l'Alberta et de la Saskatchewan, de même que le gouvernement fédéral ont annoncé une entente de financement pour une installation de pré-raffinage à Lloydminster.

Nos prévisions relatives aux sables bitumineux sont fondées sur les considérations énumérées ci-dessus. Nous présumons que la production in situ de bitume brut augmentera, passant de son niveau actuel de 5 000 mètres cubes par jour à 35 000 mètres cubes par jour en 2005. Au cours des premières années, cette prévision est fondée sur les projets énumérés au tableau 7-8. En ce qui concerne le pré-raffinage, nous supposons que l'installation de la Coopérative fédérée commencera ses opérations en 1988 et que l'installation de pré-raffinage proposée par Husky à Lloydminster commencera ses opérations en 1989. De plus, nous présumons que la capacité de l'installation de pré-raffinage de Husky sera de 7 000 mètres cubes par jour et celle de la Coopérative fédérée, de 8 000 mètres cubes par jour.

En ce qui concerne les installations d'extraction minière des sables, nous prévoyons qu'une installation commencera ses opérations en 1992 et une autre en 1999. La capacité de ces deux installations est de 10 000 mètres cubes. Le calendrier de la mise en marche des installations est déterminé en grande partie par un temps nécessaire de préparation de sept ans dans le cas d'une installation d'extraction minière et par les problèmes que cause le financement de plus d'une installation en même temps. De plus, les impôts et les redevances pour les projets de pétrole synthétique ont été jusqu'à maintenant négociés projet par projet. Compte tenu de ces conditions, il est difficile de lancer un nouveau projet avant qu'un projet antérieur n'ait été mené à bonne fin. Ainsi, il est probable que beaucoup de temps

Tableau 7-8
Principaux projets de sables pétrolifères et d'installations de pré-raffinage inclus au cas de référence

	Dimension (Milliers de mètres cubes par jour)	Année de lancement
Installations de sables bitumineux		
Expansion de Syncrude	3,5	1988
Nouvelles installations de dimension moyenne	10,0	1992
Nouvelles installations de dimension moyenne	10,0	1999
Production in situ de bitume		
Wolf Lake	1,0	1985
Cold Lake (Phases I à VI)	9,0	1984-1991
Autres	20,0	
Pré-raffineries		
Coopérative fédérée	8,0	1988
Husky	7,0	1989

s'écoulera entre les projets, pour tenir compte des négociations fiscales, des études d'ingénierie et de la construction.

Comme nous l'avons déjà mentionné, des incertitudes considérables entourent toute prévision de l'offre future de sables pétrolifères. Nous prévoyons que, selon les facteurs économiques, la production in situ de bitume pourrait être d'aussi peu que 15 000 mètres cubes par jour ou aussi élevée que 50 000 mètres cubes par jour en 2005. Cela pourrait être fonction de l'absence d'installations de pré-raffinage à la limite inférieure et peut être de trois installations de pré-raffinage à la limite supérieure. Au cours de la période des prévisions il est possible qu'il n'y ait aucune nouvelle installation d'extraction ou qu'il y en ait trois, dépendant des conditions économiques des années qui viennent.

Offre des régions pionnières

Nous convenons, tout comme les déposants, que les régions pionnières canadiennes recèlent un potentiel géologique permettant de répondre à une partie substantielle des besoins futurs du pays en pétrole brut. La proportion de l'offre total du Canada en pétrole brut qui peut éventuellement provenir des régions pionnières dépendra, toutefois, du succès des travaux d'exploration, des conditions économiques du jour et des progrès technologiques au chapitre de la production et de réseaux de transport appropriés.

On reconnaît que trois régions pionnières qui font présentement l'objet d'exploration recèlent un potentiel de réserves; il s'agit de la région de la mer de Beaufort et du delta du Mackenzie, de l'archipel Arctique et de la région au large de la côte Est. À ce jour, ces régions n'ont encore rien produit.

Le gisement Hibernia, à l'est de Terre-Neuve a été la plus importante découverte de pétrole dans les régions pionnières. À ce jour, on a foré dix puits dans ce gisement. Toutefois, aucun projet de mise en valeur, de production et de transport du pétrole n'a été mis de l'avant, ce qui rend très incertaine la quantité de réserves à cet endroit. Nos études concordent avec l'avis général, à savoir que les réserves récupérables seront de l'ordre de 160 millions de mètres cubes, si l'on tient pour acquis que des mécanismes de récupération assistée du pétrole seront installés.

On a découvert des réservoirs potentiellement producteurs dans la région générale Hibernia, sur la terre ferme du delta du Mackenzie, dans la mer de Beaufort et dans l'archipel Arctique. Ces réservoirs sont de dimensions modestes, et dans le cas des réservoirs au large des côtes, il semble que nous devrons mettre sur pied des systèmes de production non dispendieux et spécialement conçus si l'on veut en arriver à une production économiquement viable. L'évaluation du plein potentiel de production commerciale des régions pionnières exigera des activités constantes d'exploration et de développement.

Nous supposons que la production dans la zone du gisement Hibernia commencera en 1993 et que des réserves de l'ordre de 200 millions de mètres cubes auront été établies. Aux fins de nos évaluations économiques, nous assumons que la production se fera au moyen de deux plates-formes mises en service au cours de deux années. Dans le cas de la région de la mer Beaufort, nous supposons que la production commencera à partir des gisements à terre et près des côtes à peu près au même moment.

L'exploitation du pétrole dans les îles de l'Arctique en est encore à une étape tellement préliminaire qu'il est impossible d'établir de façon définitive à quel moment elle atteindra des niveaux de production importants. La Panarctic songe à un projet de transport du pétrole par pétrolier à partir du gisement Bent Horn dans l'île Cameron dès l'année prochaine; toutefois, les quantités sont modestes, de l'ordre de 60 000 mètres cubes par année.

Les estimations des intervenants relatives aux réserves des régions pionnières se trouvent au tableau 7-9. Aux fins de comparaison, nous avons inclus dans ce tableau les estimations des ressources découvertes[1] contenues dans le rapport annuel de 1983 de l'APGTC.

Nous reconnaissons que notre prévision du pétrole provenant des régions pionnières fait l'objet de conjectures. Les prévisions correspondantes des intervenants différaient largement et allaient de 0 à 200 000 mètres cubes par jour en 2005. Nous croyons qu'une fourchette de 0 à environ 100 000 mètres cubes par jour est

Tableau 7-9
Réserves restantes et/ou ressources découvertes de pétrole brut dans les régions pionnières

(Millions de mètres cubes)

	Mackenzie-Beaufort	Archipel Arctique	Au large de la côte Est
APGTC[1]	133,0	76,1	225,2
APC	—	—	175,0[2]
Dome	400-480	76,0	225,0
Gulf	158,9	127,2	476,7
Panarctic	—	68,3	—
Petro-Canada	—	65,8	316,4
ONÉ	—	—	160[2]

(1) Ressources découvertes
(2) Hibernia seulement

(1) Les ressources découvertes sont des estimations des quantités de pétrole brut ou de gaz naturel qui se trouvent dans les réservoirs connus mais dont la viabilité économique est incertaine.

peut-être plus réaliste. Nous croyons que le succès obtenu dans la mise en valeur des ressources des régions pionnières influencera le rythme de développement des projets de production de pétrole synthétique.

Pétrole brut et équivalents totaux

Les estimations des intervenants en matière d'offre totale de pétrole brut et d'équivalents, résumées au tableau A7-14 de l'annexe 7, couvrent pour l'an 2005, un éventail allant de 110 000 mètres cubes par jour à 270 000 mètres cubes par jour, sauf dans l'hypothèse élevée de la Dome. Ces estimations entraînent une vaste gamme d'hypothèses sous-jacentes. En général, les estimations qui se situent à l'extrémité inférieure de cette fourchette sont fondées sur des prix mondiaux du pétrole faibles et sur des régimes fiscaux défavorables. La limite supérieure de la fourchette traduit des opinions plus optimistes à l'égard des futures politiques d'imposition et des prix mondiaux plus élevés. Nous comparons les estimations des intervenants à nos propres prévisions au tableau 7-5. Notre fourchette plausible apparaît également dans cette figure. On peut constater, d'après cette figure, que les estimations des déposants correspondent généralement à notre éventail d'incertitudes, alors que seules les deux hypothèses les plus élevées de la Dome sont bien au-delà de cette fourchette.

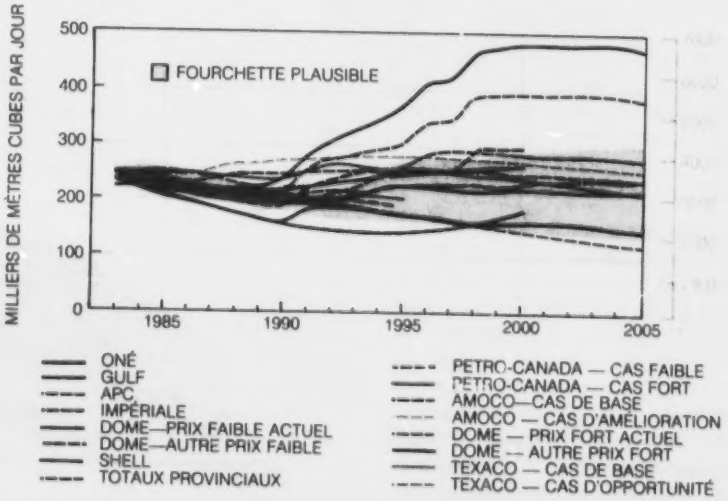
Pour le milieu et la fin des années 1980, nos prévisions du cas de référence sont de l'ordre de 10 pour cent plus élevées que les prévisions contenues dans le rapport de l'ONÉ de 1981. Cela provient de ce que certains gisements ont connu un meilleur rendement que prévu et que la production réelle a été inférieure à la capacité de production depuis 1980; ainsi, les approvisionnements disponibles en pétrole seront produits à une date ultérieure. De plus, les programmes du gouvernement ont encouragé le maintien du niveau de production à partir des puits existants et ont encouragé les forages intercalaires des gisements existants.

Au cours des deux dernières années, les améliorations à la capacité de production ont été telles que la capacité totale de production s'est maintenue à un niveau relativement constant. Nos discussions avec l'industrie ont indiqué que la capacité totale de production à partir de sources traditionnelles pourrait être maintenue à ce niveau pendant encore un an ou deux et que, par la suite, on s'attend à ce que cette capacité diminuera à un rythme plus habituel.

7.2 Demande primaire de pétrole

En addition aux exigences d'utilisation ultime, la demande primaire de pétrole comprend le pétrole pour la production d'électricité, la production de vapeur et le pétrole réservé aux usages propres des raffineries. Nous incluons également les gaz de pétrole liquefiés (GPL) produits dans les raffineries dans la demande primaire de pétrole. La figure 7-6 illustre la composition de la demande primaire de pétrole (tableau A10-1 de l'annexe 10 pour les niveaux). La demande primaire de pétrole pourrait augmenter d'environ 0,5 pour cent par année de 1983 à 2005 ou elle pourrait diminuer d'environ 0,7 pour cent au cours de la même période. Ainsi en 2005, la demande de pétrole pourrait être inférieure de 14 pour cent à la demande du cas de référence, et supérieure à ce dernier de 17 pour cent. Cette éventail est un peu plus étendu que celui pour les autres combustibles en raison de l'incertitude qui règne quant aux améliorations futures du rendement du combustible pour véhicules.

Figure 7-5
Prévisions de la capacité de production de pétrole brut et de ses équivalents Canada



Source: tableau A7-14, annexe 7

Tableau 7-10
Distribution de la demande primaire de pétrole par produits

(Pourcentage)

	1973	1983	1990	2005
Combustibles d'aviation	3	5	5	7
Essence pour moteur	30	38	36	33
Pétrole brut léger et kérosène	21	12	8	5
Diesel	11	18	22	27
Mazout lourd	22	12	13	10
Asphalte	4	4	4	5
Autre	9	11	12	13
Total	100	100	100	100

L'annexe 7 compare notre projection de la demande primaire de pétrole à celle des intervenants.

Notre position en ce qui concerne la demande d'utilisation finale de pétrole découle de nos conclusions relatives aux exigences du transport (chapitre 3) et de la concurrence entre les combustibles pour les usages résidentiel, commercial et industriel, (chapitre 4). La demande de pétrole a diminué de façon importante depuis 1978, en raison de la réaction des consommateurs à l'augmentation rapide des prix du pétrole canadien, au programme de remplacement du pétrole du gouvernement fédéral et aux initiatives d'économie d'énergie du gouvernement. Plus récemment, la récession de 1982 a contribué à la diminution remarquable de la demande.

Nous prévoyons que la demande continuera à baisser pendant les années 1980. Le rythme de la baisse se ralentit avec le temps, en résultat des possibilités de substitution plus limitées pour les usages non reliés au transport. De plus, l'usage du pétrole pour les transports reprend graduellement à mesure que les répercussions de l'augmentation du parc de véhicules rattrapent la diminution des améliorations au rendement énergétique du carburant.

Nos projections de la demande de produits pétroliers raffinés impliquent un passage important de l'utilisation de l'essence à celle du combustible diesel comme le montre le tableau 7-10.

Ce passage résulte des hypothèses suivantes:

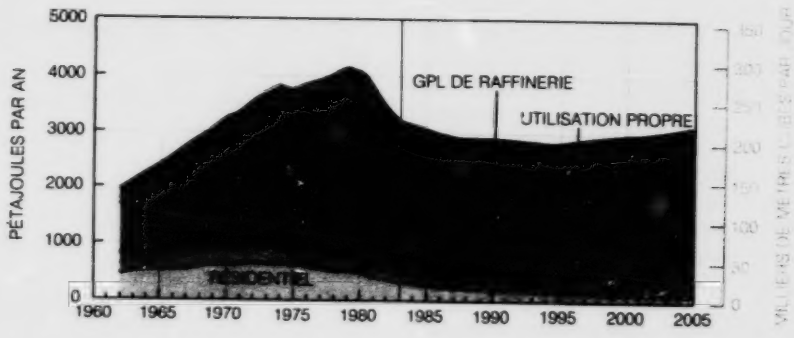
- l'usage de plus en plus important de diesel par les camions moyens et lourds améliorera l'efficacité de la charge;
- la croissance du transport de fret interurbain sera plus rapide au cours du reste des années 1980 qu'il ne l'a été dernièrement; et
- il y aura une baisse importante de la demande d'essence à moteur et des améliorations importantes à l'efficacité du parc automobile.

La demande primaire régionale de pétrole par produit se trouve au tableau A7-33 de l'annexe 7; les projections des intervenants en matière de demande de produits pétroliers au palier d'utilisation ultime sont comparées à la figure 7-7.

7.3 Besoins de charge d'alimentation des raffineries

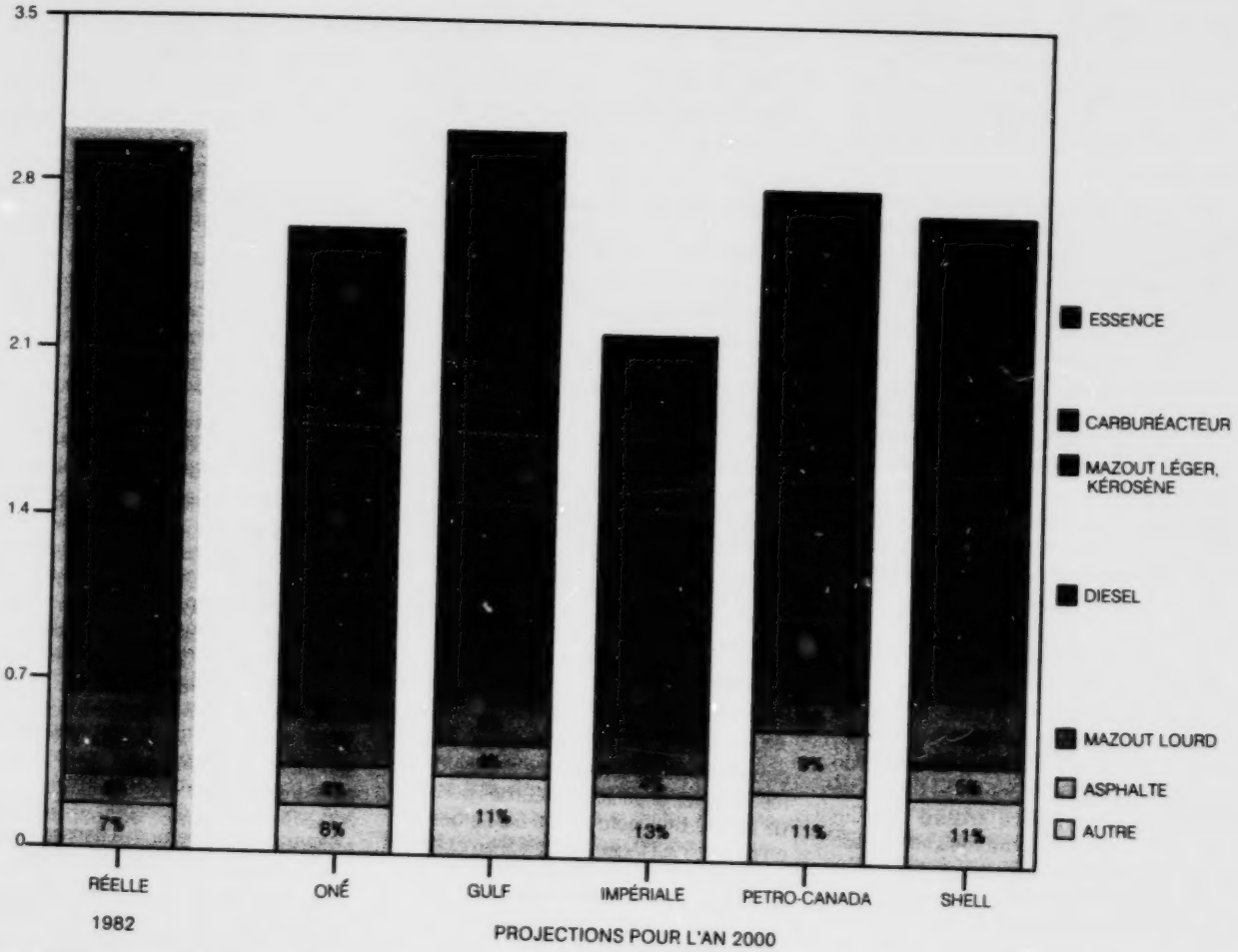
Ce sont le volume de combustible pour les raffineries, les pertes dues à la conversion et les importations et exportations de produits pétroliers qui rendent les besoins de charge d'alimentation différents de la demande de produits pétroliers pour usage ultime.

Figure 7-6
Demande primaire de pétrole, Canada



Source: tableau A7-34, annexe 7
tableau A10-2, annexe 10

Figure 7-7
Prévisions de l'utilisation finale[1] de la demande des produits pétroliers, Canada (Exajoules)



Source: tableau A7-34 annexe 7
(1) À l'exclusion de la génération thermique, de la production de vapeur et de l'utilisation propre à la raffinerie.

L'estimation du besoin futur de charges d'alimentation par les raffineries se complique du fait de la contraction et de la réorganisation constante de l'industrie du raffinage en raison d'une faible demande de produits pétroliers raffinés. La présente section expose les méthodes utilisées et les hypothèses servant à calculer la demande de pétrole brut léger et lourd, étant donné nos projections de la demande de produits pétroliers.

Les répercussions des baisses récentes de la demande dans le secteur de raffinage au Canada ont été considérables. En 1983 seulement, sept raffineries ont été fermées en permanence et, à certaines autres, la capacité de traitement a été réduite. La réduction totale de la capacité s'est élevée à environ 39 000 mètres cubes par jour et la majeure partie de cette réduction a eu lieu dans l'est du Canada. D'autres fermetures sont prévues en 1984. Au même moment où la capacité de raffinage est réduite, quelques nouvelles raffineries et installations de traitement dont la construction avait été décidée à l'époque où la demande était en plein essor, seront mises en service dans un an environ; leur inauguration ne fera que hâter l'abandon d'installations plus anciennes et moins efficaces.

En plus des réductions de la capacité de distillation du brut, de nombreux ajustements ont été apportés à la configuration des raffineries en réponse aux changements de l'importance relative des demandes de produits individuels et en raison des disponibilités relatives et du coût de différentes qualités et types de pétrole brut et des autres charges d'alimentation. Les excédents importants de mazout lourd prévus ont produit un certain nombre de modifications au pré-raffinage aux raffineries existantes partout dans le pays. On doit s'attendre à des adaptations progressives de ce type.

Dans un certain nombre de cas, les zones de marché approvisionnées par des raffineries individuelles ont subi des modifications radicales, à mesure que l'usage de plus en plus fréquent de raffineries nouvelles et d'autres qui ont survécu, a remplacé les activités d'autres raffineries. Dans certains cas, cela a occasionné une rationalisation importante des canaux d'approvisionnement entraînant des échanges à grande échelle de produits raffinés entre les sociétés, des ententes d'achat et de vente et ainsi que de traitement du pétrole brut. En Ontario et au Québec, une ou deux raffineries accomplissent maintenant ce que deux ou trois raffineries accomplissaient auparavant.

Tableau 7-11
Besoins de charge d'alimentation des raffineries

(Milliers de mètres cubes par jour)

	1983	1990	2005
Besoins totaux de charge d'alimentation	232	198	218
Brut lourd	11	18	23
Butanes des usines de traitement de gaz et autres	6	5	5
Réduction de l'inventaire	2	–	–
Reste: besoins de pétrole léger canadien et d'importation	213	175	190

Source: Tableau A7-35, annexe 7

Le tableau 7-11 donne nos prévisions des besoins de charge d'alimentation.

Nous avons adopté comme méthode le calcul des besoins totaux de charge d'alimentation et, ensuite, le calcul des besoins de pétrole brut lourd canadien. Le besoin en pétrole brut léger canadien, en charge d'alimentation équivalente et pour les importations est calculé en retranchant les demandes de pétrole lourd canadien de la demande totale.

Les besoins totaux de charge d'alimentation des raffineries calculés pour les différentes régions du Canada ont été établis à partir des estimations correspondantes de la demande de produits pétroliers (section 7-2). On a tenu compte du degré réel et potentiel de souplesse du raffinement, du rendement des produits, des besoins potentiels de transferts entre les régions et des niveaux de stock, de même que des niveaux prévus d'importation et d'exportation de produits pétroliers.

Les hypothèses fondamentales relatives à ces facteurs sont les suivantes.

- On a supposé qu'à long terme les investissements nécessaires aux raffineries seraient effectués pour que la production des raffineries corresponde à la demande de produits. En résultat des mesures de remplacement du pétrole et de la disponibilité d'électricité à bas prix, la demande de mazout de chauffage a diminué et on prévoit qu'elle continuera à le faire. Du même coup, nous prévoyons une augmentation de la demande de combustible diesel. Cela pourrait poser des problèmes à certains raffineurs pour répondre à la demande de distillats moyens qui est comprise dans ces deux produits. D'ici l'an 2000, nous projetons que la demande de combustible diesel représentera plus de 80 pour cent de la demande de distillats moyens par rapport à 50 pour cent maintenant. Il y aurait certainement moyen de répondre à ces modifications en améliorant encore plus les méthodes de raffinage et en allégeant les spécifications à l'intention des manufacturiers quant à la qualité du combustible. Le pré-raffinage pourrait être retardé ou évité si, au moyen de l'importation de combustible diesel et de l'exportation de mazout de chauffage, on pouvait parvenir à un équilibre entre l'offre et la demande de ces produits.

- On a calculé les transferts entre les régions en tenant compte de la capacité

actuelle et prévue des raffineries. Le transfert constant le plus probable sera entre les Prairies et la Colombie-Britannique.

- Les niveaux de stock ont été ajustés pendant toute la période des prévisions afin qu'un nombre constant jours/approvisionnement soit maintenu.
- Les importations et exportations de produits pétroliers consistent surtout en importations de mazout lourd dans la région de l'Atlantique et d'exportations du même produit de l'Ontario et des Prairies.

En se fondant sur les prévisions de la demande des produits raffinés dans le cas de référence, on a calculé que le pétrole brut et les équivalents totaux requis par les raffineries du Canada chuteront, passant de 232 000 mètres cubes par jour en 1983 à environ 198 000 mètres cubes par jour en 1990, et augmentant par la suite à 218 000 mètres cubes par jour en 2005.

Cet aperçu est quelque peu différent dans l'ouest du Canada (les provinces des Prairies et la Colombie-Britannique) de ce qu'il est dans le reste du pays. Ainsi, en Ontario, au Québec et dans les Maritimes, la diminution de la demande de pétrole brut se poursuivra pendant les années 90 et reprendra graduellement par la suite, mais le niveau restera bien en-dessous de ceux de 1983-1984, même en 2005. Dans l'ouest du Canada on s'attend à ce que la reprise de la demande soit relativement plus rapide et que les niveaux de l'an 2005 dépassent ceux de 1983. Cette différence régionale, provenant fondamentalement de différences dans la croissance de la demande du produit, pourrait s'accentuer si les raffineurs produisent de préférence des produits pétroliers à Edmonton et qu'ils agrandissent les zones desservies à partir de là.

Les besoins de pétrole brut lourd, à part des besoins de pré-raffinage, ont été considérés comme fonction de besoins d'asphalte pour répondre à la demande nationale et d'exportation. On a supposé un ratio de production de pétrole brut lourd/asphalte de 2,4/1 et on prévoit une augmentation de la demande de brut lourd canadien, passant de 11 300 mètres cubes en 1983 à 17 800 mètres cubes par jour en 1990 et à 22 600 mètres cubes en 2005. La question de pré-raffinage au gisement, fondamentale à l'utilisation ultime au Canada de pétrole brut lourd, fait l'objet de la section 7-1.

Certains butanes provenant des usines de traitement de gaz servent également comme charge d'alimentation des raffineries et ont tendance à diminuer le volume total de pétrole brut nécessaire aux raffineries.

Les limites supérieure et inférieure de la fourchette de la demande des produits ont également été converties en estimation correspondante de besoins de pétrole brut au moyen d'hypothèses et de méthodes similaires à celle du cas de référence. Une forte demande des produits donne des besoins de charge d'alimentation de 212 000 mètres cubes par jour en 1990, pour s'élever par la suite à 249 000 mètres cubes par jour en 2005, soit une augmentation moyenne annuelle modeste de 0,6 pour cent pour toute la période de prévision. Les besoins de charge d'alimentation pourraient être d'aussi peu que 190 000 mètres cubes par jour en 2005, si la demande était faible.

Dans les régions de l'Atlantique, la capacité de distillation sera toujours excédentaire au cours de la période de prévision, à moins que d'autres installations ne soient fermées. Ces excédents pourraient être réduits si les raffineries étaient en mesure de négocier des ententes de traitement de pétrole brut importé pour le marché d'exportation ou d'effectuer des exportations de produits plus importantes.

Au Québec et en Ontario, on s'attend que les raffineurs essaieront de maximiser l'utilisation de la capacité et l'efficacité des coûts, soit au moyen du traitement de pétrole brut entre les sociétés ou d'ententes d'achat et de vente.

Il semble que certaines installations de raffinage excédentaires dans l'ouest du Canada pourraient être retirées du service dans le futur. Comme nous l'avons remarqué ci-dessus, certaines raffineries des provinces des Prairies fonctionneront probablement à pleine capacité ou à peu près et transféreront des produits à la Colombie-Britannique vers la fin des années 1980. La capacité estimée de distillation excédentaire dans les années 90 pourrait être de l'ordre de 30 000 mètres cubes par jour.

7.4 Bilan de l'offre et de la demande

Comme dans les autres sections de ce chapitre, il est utile de traiter séparément des bilans en termes de pétrole brut léger et de pétrole brut lourd. La comparaison de l'offre totale de pétrole brut et des besoins illustre l'autonomie nette du Canada au chapitre du pétrole. Les bilans individuels constituent toutefois des données générales par rapport aux aspects particuliers du commerce du Canada dans le pétrole et à la logistique du transport du pétrole vers les marchés. Les capacités des raffineries canadiennes d'utiliser du pétrole brut léger et lourd et l'offre relative à ces capacités sont très différentes.

Pétrole brut léger

La figure 7-8 illustre le bilan de l'offre et de la demande de pétrole brut léger. L'offre inclut la production de pétrole synthétique et la production projetée à partir d'usines de pré-raffinage traitant du brut léger et du bitume. La figure indique que la demande est constamment excédentaire à l'offre indigène d'une quantité pouvant aller jusqu'à 33 000 mètres cubes par jour sauf au cours d'une courte période immédiatement après le lancement de la production des régions pionnières en 1993. La différence entre l'offre et la demande totale représente les besoins nets implicites d'importation de pétrole brut léger.

Tout comme d'autres aspects de l'économie d'énergie au Canada, la situation relative aux importations de pétrole brut a connu des changements radicaux au cours des quelques dernières années. Pendant une très longue période à partir du début des années 1960, les approvisionnements nationaux de l'ouest du Canada ont remplacé progressivement le pétrole importé, et les limites du marché du pétrole national se sont étendues un peu plus vers l'Est jusqu'à ce qu'en 1983 le pétrole canadien de l'Ouest réponde à une proportion importante des besoins des raffineries au Québec et dans les provinces maritimes.

Tableau 7-12
Bilan de l'offre et de la demande du pétrole brut legér et équivalents

(Milliers de mètres cubes par jour)

	1983	1990	2005
Productivité nationale	188	162	157
Importations minimales	35	26	32
Offre totale	223	188	189
Besoins nationaux totaux	213	175	190
Offre excédentaire	10	13	—

Source: Tableau A7-35, annexe 7.

L'un des principaux facteurs de cette modification a été l'encouragement apporté par le gouvernement à l'expansion de l'industrie nationale du pétrole.

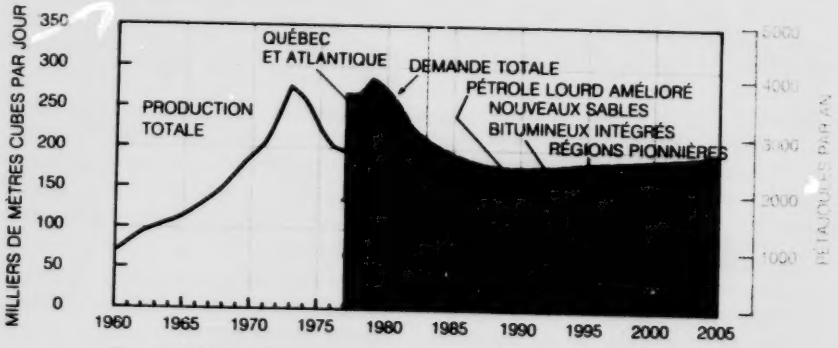
Étant donné que les importations constituent essentiellement un élément d'équilibre qui varie grandement selon les changements de la demande globale, selon les engagements des sociétés et du gouvernement et la disponibilité du pétrole brut du Canada, nous prévoyons des fluctuations de leur ordre de grandeur au cours des prochaines années. On a supposé que l'oléoduc Portland-Montréal continuerait à fonctionner exigeant une production minimum de 8 000 mètres cubes par jour et que les subventions accordées par le gouvernement fédéral pour le transport du pétrole de l'ouest du Canada vers la région de l'Atlantique se maintiendraient durant toute la période. Le tableau 7-12 donne nos prévisions du commerce du pétrole brut léger pour 1983, 1990 et 2005. Les importations minimales de ce tableau dépassent quelques fois la différence entre l'offre nationale et les besoins nationaux traduisant les considérations ci-dessus.

Le phénomène du déclin constant de la productivité des bruts légers par rapport aux bruts lourds ne se limite pas au Canada mais il se produit dans le monde entier. On a toujours considéré que les besoins d'importation de l'est du Canada portaient essentiellement sur les bruts légers; cela peut poser des problèmes de coût ou de disponibilité à partir de sources étrangères et pourrait influencer les configurations des raffineries futures.

Les exportations de pétrole brut léger et moyen du Canada pourraient peut-être se poursuivre jusqu'en 1990 (cas de référence) étant donné que l'offre, y compris la quantité minimale d'importation souhaitable, devrait être excédentaire à la demande canadienne jusqu'à ce moment-là. Même si la demande du produit est élevée, on prévoit que des volumes excédentaires seront disponibles jusqu'en 1988.

La source géographique de production des régions pionnières est pertinente, car elle touche l'exploitation du réseau pipelinier de la société Interprovincial. En ce moment, ce réseau transporte du pétrole des provinces des Prairies en direction de l'Est jusqu'à Montréal. Si tous les approvisionnements des régions pionnières devaient provenir de la côte est, il faudrait peut-être renverser le sens de l'écoulement dans le tronçon Sarnia-Montréal du réseau pour répondre à la demande de l'Ontario. Il n'est pas clair si ce renversement, à son tour, empêcherait le pétrole brut lourd canadien de circuler en direction de Montréal et, dans l'affirmative, s'il porterait atteinte à la souplesse du Canada dans la commercialisation du produit. Dans nos prévisions, nous avons supposé qu'environ 30 pour cent des approvisionnements des zones pionnières proviendraient de la région du delta du Mackenzie – mer de Beaufort au moyen d'un pipeline en direc-

Figure 7-8
Offre et demande de pétrole brut léger Canada



Source: tableaux A7-1, A7-3 et A7-35, annexe 7

tion de l'Alberta. Cela, en plus des approvisionnements projetés provenant de deux installations de pré-raffinage de pétrole brut et de deux installations moyennes des sables pétrolifères, fournirait les quantités minimales approximatives requises pour conserver un approvisionnement suffisant des sources de l'Ouest afin qu'il ne soit pas nécessaire de renverser la direction d'écoulement dans l'oléoduc.

Pétrole brut lourd

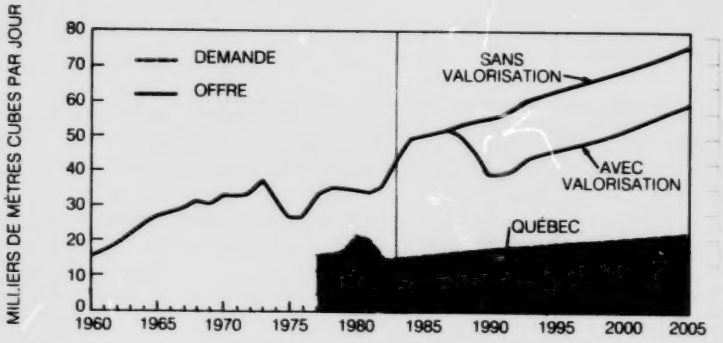
La figure 7-9 illustre le bilan de l'offre et de la demande de pétrole brut lourd. Une partie de ce pétrole brut lourd consiste en pentanes plus, diluant ajouté pour réduire la viscosité du pétrole brut lourd pour qu'il soit transportable par pipeline. On prévoit que l'offre augmentera à un rythme quelque peu plus rapide que celui de la demande des raffineries canadiennes. On prévoit que des volumes pouvant s'élever à 25 000 ou 35 000 mètres cubes par jour seront toujours disponibles pour l'exportation.

Comme le montre la figure, les projets actuels de construction d'installations de pré-raffinage dans l'ouest du Canada pourraient toucher le volume de pétrole brut lourd disponible. La demande américaine de pétroles bruts lourds canadiens s'est maintenue à un niveau élevé pendant plusieurs années; quoique cette situation n'ait pas changé, le stimulant à s'engager dans des projets de pré-raffinage, soit sur place soit aux raffineries dépendra d'autant plus des marges disponibles au Canada pour les producteurs et pour les raffineurs.

La disponibilité d'une quantité suffisante de diluants pour le déplacement de toute la production potentielle de pétrole brut lourd continue à faire l'objet d'inquiétudes. La construction prévue d'une installation de pré-raffinage à Lloydminster pourrait alléger cette inquiétude; on pourrait également produire des diluants à partir du traitement du pétrole brut léger de l'Ouest.

Nous n'avons pas tenu compte des incidences de l'augmentation du déplacement du pétrole brut lourd vers l'Est sur la capacité des oléoducs.

Figure 7-9
Offre et demande de pétrole brut lourd indigène Canada

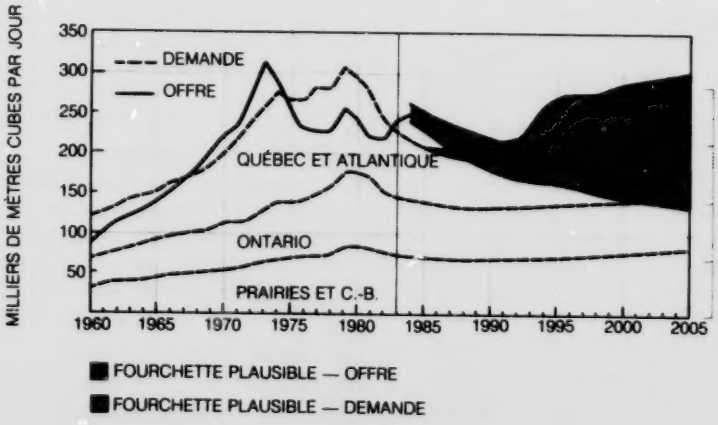


Source: tableaux A7-1, A7-3 et A7-35, annexe 7

Total du pétrole brut et des équivalents

L'offre et la demande totales de pétrole brut pourraient varier de façon importante par rapport à notre projection de référence. La figure 7-10 montre ce que nous considérons une fourchette plausible de l'offre et la demande. En général, on indique que les perspectives d'autonomie du Canada sont raisonnables dans le domaine du pétrole pris globalement. Cela dépendra principalement de la disponibilité des approvisionnements des régions pionnières et de l'étendue de l'exploitation des sables pétrolifères. L'équilibre dépend de façon un peu moindre des fluctuations de la demande.

Figure 7-10
Offre et demande globale de pétrole brut et de ses équivalents Canada



Source: tableaux A7-1, A7-3 et A7-35, annexe 7

CHAPITRE 8

LIQUIDES DU GAZ NATUREL

8.1 Offre de liquides du gaz naturel

Les liquides du gaz naturel (LGN), qui comprennent l'éthane, le propane, les butanes et les pentanes plus, sont des sous-produits du traitement du gaz naturel et du raffinage du pétrole brut. Par conséquent, les quantités produites dépendent de la quantité et de la composition de la production de gaz naturel ainsi que de la quantité et de la qualité du pétrole brut raffiné. De plus, la production dépend de la capacité d'une usine de traitement du gaz ou d'une raffinerie pour récupérer les LGN, et des unités de fabrication d'une raffinerie. Ces facteurs sont examinés ici en ce qui a trait à l'offre provenant des usines de gaz naturel, des raffineries, des usines de pétrole brut synthétique et de pré-raffinage et des régions pionnières. Dans nos prévisions, nous supposons qu'à l'exception de quelques approvisionnements potentiels provenant du projet Venture de la région de l'Île de Sable, seules les usines de traitement du gaz naturel dans les régions traditionnelles productrices de gaz et les raffineries vont contribuer à l'approvisionnement en LGN pendant la période de prévision. La production passée de LGN est décrite au tableau A8-1 de l'annexe 8, et nos prévisions de la production de LGN sont résumées au tableau A8-2 de l'annexe 8. Les prévisions des déposants sont présentées aux tableaux A8-3 à A8-8 de l'annexe 8.

Offre provenant des usines de gaz naturel

Les prévisions de la production LGN des usines de traitement de gaz naturel et de retraitement dans les régions traditionnelles de production sont fondées sur les prévisions de la production de gaz naturel examinées au chapitre 6 et résumées à la figure 6-13. Aux fins des prévisions de LGN, cependant, on a supposé que la production de gaz naturel va diminuer moins rapidement après 1990 que ne le stipulent les dates d'expiration actuellement en vigueur pour les autorisations existantes à l'exportation. La production de gaz naturel augmente à moyen terme et ensuite, selon les modifications, diminue progressivement jusqu'en 2002, lorsque les exportations cessent. Après 2002, la croissance de la demande canadienne va se traduire par une augmentation de la production de gaz naturel jusqu'à la fin de la période de prévision, lorsque la production de l'ouest du Canada dépassera, selon les prévisions, le niveau de 1983 de 19 pour cent.

La production prévue de LGN des usines de gaz naturel tend à suivre la production du gaz naturel, les rendements par unité de production de gaz naturel, à l'exception de l'éthane, diminuant de façon continue pendant toute la période de prévision. La baisse des rendements rend compte de la diminution du contenu de ces liquides dans le gaz proprement dit. Ceci s'explique par la réduction de la production de gaz en solution (gaz en solution dans le pétrole brut dans le réservoir et produit avec le pétrole brut) et la fin du recyclage du gaz dans le gisement (il s'agit de gisements de gaz naturel où l'on réinjecte la totalité ou une partie du gaz produit après en avoir retiré les liquides du gaz naturel, dans une usine de traitement du gaz, afin de maximiser la récupération de LGN du gisement), qui donnent un rendement supérieur aux quantités moyennes de liquides par unité de production de gaz naturel. Les déposants ont convenu que la production tirée des approvisionnements ordinaires futurs de gaz naturel va donner moins de liquides plus lourds que l'éthane que ce n'est le cas pour la production actuelle. L'éthane est unique en ce sens, car seulement le tiers environ de la quantité se trouvant dans le gaz produit est extrait à l'heure actuelle. Au cours de la période de projection, cette proportion va augmenter à mesure que la demande s'accroît. Le contenu en éthane des approvisionnements futurs de gaz naturel devrait rester le même que celui de la production actuelle.

Une comparaison des rendements moyens actuels du propane, des butanes et des pentanes plus provenant de la production de gaz naturel en Alberta et de ceux retenus dans nos prévisions à partir des additions aux réserves et du gaz naturel non engagé figure au tableau 8-1.

Les tableaux A8-9 à A8-12 de l'annexe 8 contiennent des prévisions détaillées usine par usine de la production de LGN. On suppose que des capacités supplémentaires d'extraction de l'éthane seront mises en place en Alberta, et comme il a été proposé pour la Colombie-Britannique, une usine de chevauchement (usine de retraitement du gaz naturel construite le long d'un gazoduc principal) sera construite en 1985 pour la récupération unique du propane, des butanes et des pentanes plus.

La production d'éthane des usines de gaz naturel dans les régions traditionnelles devrait selon les prévisions plus que doubler d'ici 1990, comme le montre le tableau 8-2, en raison de la construction de nouvelles installations d'extraction, d'usines sur place et du traitement de volumes plus élevés du gaz naturel dans les usines de chevauchement existantes. Les prévisions des déposants de la production d'éthane variaient entre 16 300 mètres cubes par jour et 31 600 mètres cubes par jour en 1990, rendant compte d'hypothèses différentes à propos de l'offre et de la demande. Nos prévisions de la production de propane, butanes et pentanes plus dans les usines de gaz naturel qui, pour la plupart des années, tombent à l'intérieur de la fourchette des estimations des déposants, ont tendance à être supérieures à celles de la plupart des déposants pour 1990 en raison d'hypothèses différentes touchant les rendements, de différences dans les niveaux obtenus pour la production de gaz naturel, de l'inclusion des estimations des LGN produits dans les mélanges dans nos

Tableau 8-1
Mètres cubes de LGN par million de mètres cubes de gaz naturel brut produit

	Moyenne 1983 Alberta	Prévisions ONÉ provenant des additions aux réserves et du gaz naturel non engagé
Propane	57	46
Butanes	35	26
Pentanes plus	59	42

Tableau 8-2
Sources de la production de LGN

	1983		1990		2005	
	PJ[1]	$10^3m^3/j$[2]	PJ	$10^3m^3/j$	PJ	$10^3m^3/j$
Usines de gaz naturel						
Éthane	91	13,5	187	27,9	118	17,6
Propane	142	15,2	197	21,1	130	13,9
Butanes	99	9,5	132	12,6	84	8,0
Pentanes plus	194	15,1	225	17,5	139	10,8
Raffineries						
Éthane	—	—	—	—	—	—
Propane	33	3,5	29	3,1	32	3,4
Butanes	27	2,6	23	2,2	25	2,4
Pentanes plus	—	—	—	—	—	—
Régions pionnières						
Éthane	—	—	—	—	—	—
Propane	—	—	12	1,3	12	1,3
Butanes	—	—	8	0,8	8	0,8
Pentanes plus	—	—	24	1,9	24	1,9
Total						
Éthane	91	13,5	187	27,9	118	17,6
Propane	174	18,7	238	25,5	173	18,6
Butanes	126	12,1	163	15,6	117	11,2
Pentanes plus	194	15,1	249	19,4	163	12,7

(1) Pétajoules par année.
(2) Milliers de mètres cubes par jour.

Source: Tableaux A8-9 à A8-14, annexe 8.

estimations et de l'hypothèse de la construction d'une usine de chevauchement en Colombie-Britannique.

Il existe plusieurs facteurs qui pourraient amener une augmentation ou une diminution de ces projections. Le plus évident est un écart des prévisions de la production supposée de gaz naturel, imputable à des variations de la demande canadienne ou à l'exportation. De façon générale, une variation de la production de gaz naturel se traduirait par une variation égale à la moitié seulement de celle de la production de LGN, parce que le gaz qui serait le plus touché par ces variations serait le gaz non associé (gaz naturel qui n'est pas en contact avec le pétrole brut dans un réservoir) et qui, en moyenne, a un rendement plus faible en liquides du gaz.

Des variations dans la production de pétrole brut léger se traduiraient par des variations de la quantité produite de gaz en solution, qui est généralement riche en liquides du gaz. Dans ce cas, la différence pour la production de LGN serait environ le double de la différence dans le cas de la production de gaz naturel.

Les variations des volumes des exportations de gaz naturel ou de la demande de gaz naturel à l'est de l'Alberta entraîneraient des variations proportionnelles dans la production d'éthane, dont plus de 75 pour cent est actuellement produit dans des usines de retraitement de gaz naturel sur les principaux gazoducs au départ de l'Alberta.

La production de LGN provenant d'additions aux réserves de gaz naturel pourrait également varier par rapport à nos prévisions selon ce que sera le contenu réel de LGN des additions aux réserves de gaz naturel.

Presque tous les liquides du gaz naturel plus lourds que l'éthane sont actuellement récupérés, mais il y a d'autres possibilités pour la récupération de l'éthane. Les installations de récupération de l'éthane des usines de chevauchement construites au cours des dernières années et de celles dont l'achèvement est prévu pour 1984, ainsi que l'accroissement prévu de l'extraction d'éthane par les usines sur le terrain vont considérablement augmenter le volume de l'éthane récupéré en Alberta.

Offre provenant des raffineries

Les prévisions de la production de propane et de butanes des raffineries se fondent sur les prévisions des besoins en charges d'alimentation de pétrole brut examinés au chapitre 7 et présentées à l'annexe 7, au tableau A7-34. Selon les prévisions, la capacité de pétrole brut des raffineries devrait diminuer graduellement pour tomber à environ 86 pour cent des niveaux actuels en 1990, pour augmenter ensuite pendant le reste de la période de prévision et représenter environ 95 pour cent des niveaux de 1983 en 2005. Les rendements du propane et des butanes par unité de débit de pétrole brut devraient selon les hypothèses demeurer aux niveaux de 1983 dans toutes les régions pendant la période de prévision.

Ces rendements pourraient se modifier en raison de changements dans les produits que les raffineries doivent faire, de changements dans la quantité et la qualité du pétrole brut utilisé par les raffineries, de la mise en service de nouvelles raffineries et de la fermeture d'autres raffineries. Il est difficile d'estimer les effets combinés de ces changements et, aux fins de nos prévisions de production de propane et de butanes, nous n'en avons donc pas tenu compte.

Les tableaux A8-13 et A8-14 de l'annexe 8 présentent respectivement les prévisions de la production de propane et de butanes des raffineries par région. Les prévisions des déposants sont résumées aux tableaux A8-7 et A8-8 de l'annexe 8.

En 1990, comme on peut le voir au tableau 8-2, la production de propane et de butanes des raffineries devrait représenter environ 90 pour cent des niveaux actuels. Les prévisions par les déposants de la production en 1990 variaient entre une diminution de 20 pour cent et une augmentation d'environ 50 pour cent par rapport aux niveaux de 1983.

Offre provenant des usines de pétrole brut synthétique et de pré-raffinage

Nos prévisions de l'offre ne comprennent aucune production de LGN provenant d'usines de pétrole brut synthétique ou d'usines de pré-raffinage de pétrole brut lourd. D'après les indications actuelles, les économies réalisées par la récupération de LGN des gaz produits dans les usines de pétrole brut synthétique sont minimes. Amoco estime que 1 575 mètres cubes par jour de propane et 315 mètres cubes par jour de butanes pourraient être récupérés des usines Suncor et Syncrude. Les discussions avec les autres déposants ont confirmé ces chiffres au total, mais ont révélé que l'offre potentielle de propane pourrait être quelque peu inférieure, et celle de butanes, supérieure. Une offre potentielle d'environ 1 500 mètres cubes par jour d'éthane de l'usine Syncrude a également été identifiée lors des discussions avec les déposants.

En plus de ces usines, les nouvelles usines de pétrole brut synthétique et de pré-raffinage de pétrole lourd qui ont été prises en compte dans nos prévisions d'offre de pétrole sont des sources possibles de LGN, bien qu'avec des techniques de pré-raffinage plus modernes, on pourrait obtenir moins de sous-produits qu'avec les usines existantes. Dome prévoit que dans son hypothèse des prix bas, les usines de pétrole brut synthétique ne contribueraient pas à l'offre de propane, mais que dans l'hypothèse des prix élevés, les usines de pétrole brut synthétique fourniraient par jour, 3 310 mètres cubes de propane et 300 mètres cubes de butanes en 1990, et 6 310 mètres cubes de propane et 575 mètres cubes de butanes en 2005.

Offre provenant des régions pionnières

Nous avons inclus dans nos projections les LGN provenant de la production de gaz naturel du plateau continental de la Nouvelle-Écosse. Nous supposons que seuls le propane, les butanes et les pentanes plus seront récupérés à partir de ce gaz, bien qu'il soit évident que si des marchés pour l'éthane devaient se matérialiser, des installations d'extraction de l'éthane pourraient être ajoutées. La production devrait commencer selon les prévisions en 1990, avec les volumes indiqués au tableau 8-2.

Nous avons supposé que la production de gaz naturel dans la région du delta du Mackenzie-mer de Beaufort ne va pas contribuer à l'approvisionnement en LGN au cours de la période de prévision. Il existe un certain potentiel de récupération de LGN à partir de ce gaz naturel. Si la récupération se fait au site de la production du gaz naturel, un système de transport serait nécessaire pour acheminer ces liquides sur les marchés. Il se peut aussi que ce gaz naturel soit traité dans les installations existantes de l'ouest du Canada. Impériale prévoit que, sur la base d'une production de gaz naturel dans le delta du Mackenzie–mer de Beaufort de 297 pétajoules par an en 1996, il serait possible de produire 2 400, 900 et 500 mètres cubes par jour d'éthane, de propane et de butanes respectivement.

S'agissant de la production de gaz en solution associée à la production pionnière, on suppose que tout LGN associé à ce gaz serait réinjecté avec autant de gaz que possible, dans le cadre d'un projet destiné à maintenir la pression des réservoirs et à accroître la récupération de pétrole. Toute production de pentanes plus serait probablement acheminée sur les marchés avec celle du pétrole brut.

Tableau 8-3
Demande de liquides du gaz naturel[1]

	1983		1990		2005	
	PJ[2]	$10^3m^3/j$[3]	PJ	$10^3m^3/j$	PJ	$10^3m^3/j$
Utilisation finale						
Éthane	35	5,2	75	11,2	115	17,2
Propane	82	8,8	101	10,8	133	14,3
Butanes	8	0,8	39	3,7	40	3,8
Butanes des raffineries, des charges d'alimentation et de mélange pour l'essence	37	3,6	32	3,1	35	3,4
Injections miscibles						
Éthane	5	0,7	84	12,5	—	—
Propane	17	1,8	78	8,4	—	—
Butanes	9	0,9	28	2,7	—	—
Total						
Éthane	40	5,9	159	23,7	115	17,2
Propane	99	10,5	179	19,2	133	14,3
Butanes	55	5,2	100	9,5	75	7,2

(1) Nette du combustible pour usage propre.
(2) Pétajoules par année.
(3) Milliers de mètres cubes par jour.

Source: Tableau A8-16, annexe 8.

8.2 Demande de liquides du gaz naturel

La demande de LGN comprend la demande pour l'utilisation finale d'éthane, de propane et de butanes, ainsi que l'utilisation pour le mélange de l'essence, les charges d'alimentation des raffineries et les projets d'hydrocarbures miscibles. Le tableau 8-3 résume nos perspectives de cette demande.

Utilisation finale

L'éthane sert surtout à l'industrie pétrochimique. On projette des augmentations appréciables de la demande à la suite de la mise en service d'une nouvelle usine d'éthylène basée sur l'éthane en Alberta en 1984. Une deuxième usine d'éthylène doit commencer ses activités au milieu des années 1990 par hypothèse (voir chapitre 3). On projette une croissance modeste de la demande de propane, en raison, particulièrement au cours de la période se terminant en 1990, de la conversion prévue des taxis et autres flottes de véhicules commerciaux à un type d'énergie autre que l'essence. On projette une croissance appréciable de la demande de butanes au cours de la même période, compte tenu de notre hypothèse que l'industrie pétrochimique de l'est du Canada renoncerait en partie à l'utilisation du pétrole brut comme charge d'alimentation. Les pentanes plus sont traités comme un équivalent du pétrole brut et sont examinés au chapitre 7.

Charges d'alimentation des raffineries et mélange de l'essence

Les charges d'alimentation destinées aux unités de traitement des raffineries et les butanes utilisés pour le mélange de l'essence représentent actuellement plus de 80 pour cent de la demande de butanes au Canada, si l'on exclut la demande d'injections miscibles. Cette demande devrait diminuer selon les prévisions d'environ 5 pour cent, passant de 3 600 mètres cubes par jour en 1983 à 3 400 mètres cubes par jour en 2005.

Fluides miscibles

Nos prévisions des besoins nets (après prise en compte des liquides reproduits à partir de projets d'hydrocarbures miscibles) pour l'éthane, le propane et les butanes, pour les projets d'hydrocarbures miscibles sont décrites aux tableaux A8-18 à A8-20 respectivement de l'annexe 8. Ces prévisions se fondent sur les projets d'hydrocarbures miscibles existants et sur nos prévisions des additions aux réserves de pétrole brut provenant des projets miscibles de l'annexe 7, tableau A7-6.

On suppose qu'en moyenne 1,5 mètre cube de LGN sera injecté par mètre cube d'additions aux réserves de pétrole en provenance des projets d'hydrocarbures miscibles. On suppose que les LGN seront injectés sur une période de dix ans commençant pendant l'année qui suit l'établissement des réserves, les deux tiers des volumes injectés étant récupérés sur quinze ans, commençant la sixième année qui suit le début des injections. La ventilation estimée de tous les LGN utilisés est la suivante: 55 pour cent d'éthane, 35 pour cent de propane et 10 pour cent de butanes. On a corrigé cette ventilation de façon à prendre en compte les besoins connus en LGN pour les projets existants ou prévus.

On s'attend à ce que l'éthane et le propane soient les fluides d'injection préférés, les butanes n'étant en général injectés que s'ils font déjà partie d'un mélange LGN.

De l'an 2000 jusqu'à la fin de la période de prévision, comme on peut le voir aux figures 8-1 à 8-3, il n'y a pas de besoins nets de fluides miscibles.

Nos prévisions des besoins en fluides miscibles pourraient être élevées dans la mesure où le dioxyde de carbone est utilisé à la place des LGN dans les injections de fluides miscibles. La substitution du dioxyde de carbone est techniquement réalisable pour la plupart des réservoirs. Plusieurs déposants ont signalé qu'après 1990 on passerait de l'utilisation des LGN à celle du dioxyde de carbone. Ceci dépendrait de l'économie et de la disponibilité du dioxyde de carbone par rapport aux LGN.

Exportations de liquides du gaz naturel

Les licences d'exportation approuvées de liquides du gaz naturel au 1er janvier 1984 figurent au tableau A8-15 de l'annexe 8. De plus, l'Office autorise, en vertu d'ordonnances semi-annuelles et trimestrielles, l'exportation de propane qu'il juge excédentaire, après avoir tenu compte des besoins canadiens et des exportations autorisées antérieurement. L'Office autorise également l'exportation sans restrictions de volumes de butanes.

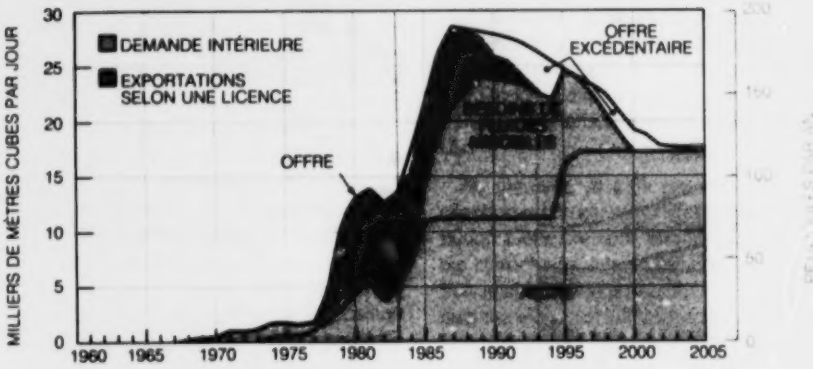
8.3 Bilan de l'offre et de la demande

À l'exception des pentanes plus, qui sont examinés au chapitre 7, nous estimons, de même que les déposants, que l'offre potentielle de LGN va dépasser les besoins nationaux et les exportations autorisées pendant toute la période de prévision. Le bilan historique et prévu de l'offre et de la demande d'éthane, de propane et de butanes est présenté aux figures 8-1 à 8-3 respectivement. Il convient de noter que l'offre prévue de propane et de butanes dans ces chiffres contient une certaine production de gaz naturel provenant du plateau continental de la Nouvelle-Écosse qui ne pourrait satisfaire (du point de vue économique) la demande de l'ouest du Canada. La partie prévue du bilan de l'offre et de la demande est présentée en détail aux tableaux A8-18 à A8-20 de l'annexe 8.

À court terme, on s'attend à ce que la récupération accrue de l'éthane réponde à l'accroissement des besoins en éthane dans le cas des injections de fluides miscibles. À long terme, la diminution de la demande nette d'éthane pour les projets de fluides miscibles imputable principalement à la reproduction d'éthane déjà injecté est quelque peu compensée par une augmentation des besoins en charges d'alimentation pour une troisième usine d'éthylène qui devrait, selon les prévisions, entrer en service en 1995.

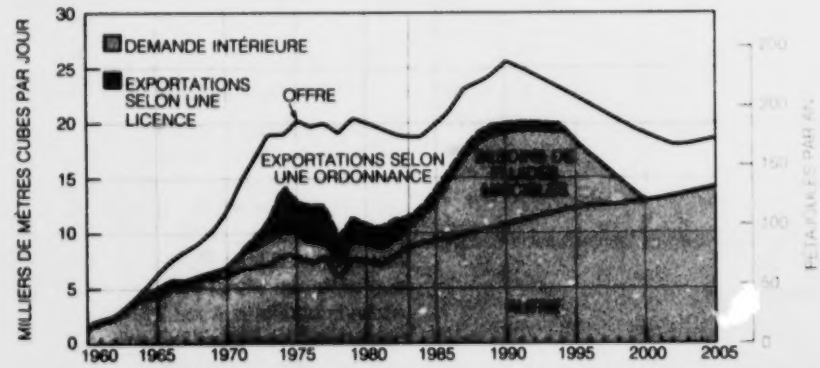
La figure 8-1 montre la production d'éthane qui dépasse la demande. S'il n'y a aucun marché à l'exportation, on prévoit que l'offre s'ajustera à la demande intérieure de sorte qu'il n'y aurait pas de volumes excédentaires produits ou, dans le cas contraire, que ceux-ci soient réinjectés dans les réseaux de ventes de gaz naturel.

Figure 8-1
Offre et demande d'éthane, Canada



Source: tableau A8-1, annexe 8
tableau A8-18, annexe 8

Figure 8-2
Offre et demande de propane, Canada

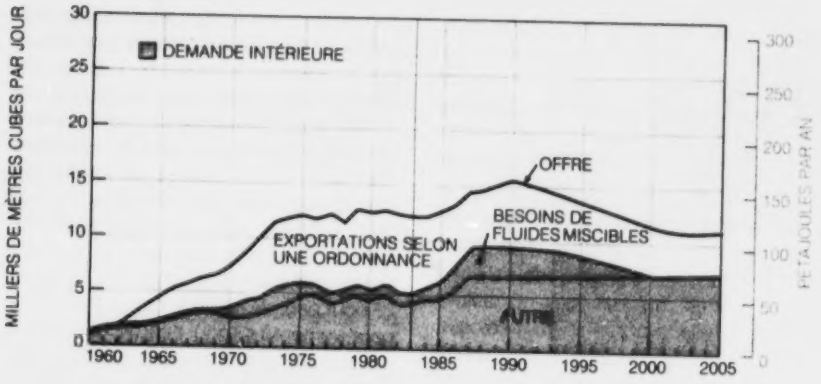


Source: tableau A8-1, annexe 8
tableau A8-19, annexe 8

À la fin de la période de prévision, la demande de propane dans le secteur commercial devrait plus que doubler, et dans le secteur des transports, augmenter de plus du sextuple selon les projections par rapport au niveau actuel. Cette demande, de même que l'augmentation de la demande de propane destiné aux injections de fluides miscibles, devrait être satisfaite pendant toute la période de projection. Tout le propane excédentaire à la demande intérieure sera probablement exporté. En 1990, le pourcentage de la production de propane destinée à l'exportation devrait diminuer pour tomber à environ 25 pour cent de la production totale, comparativement à 43 pour cent en 1983. Selon les prévisions, les volumes absolus destinés à l'exportation en 1990 représenteront environ 77 pour cent du niveau de 1983 (8 040 mètres cubes par jour).

La demande de butanes, qui dans le secteur pétrochimique augmente de plus du quintuple pendant la période de prévision, devrait être satisfaite pendant toute cette période. Comme pour le propane, les butanes dépassant la demande intérieure seront probablement exportés. En 1990, le pourcentage de la production de butanes destinée à l'exportation devrait représenter environ 39 pour cent de la production totale, contre 57 pour cent en 1983. Les volumes absolus destinés à l'exportation devraient, selon les prévisions, représenter environ 90 pour cent du niveau de 1983 (6 230 mètres cubes par jour).

Figure 8-3
Offre et demande de butanes, Canada



Source: tableau A8-1, annexe 8
tableau A8-20, annexe 8

CHAPITRE 9

CHARBON

9.1 Offre d'énergie provenant de la houille

Pendant une longue période, le charbon a été la principale source d'énergie au Canada. En 1950, la production houillère atteignait environ 18 mégatonnes. À la suite de la découverte d'importantes réserves de pétrole et de gaz naturel au cours des années 50 et par suite de la conversion des locomotives au combustible diesel, la production a chuté jusqu'à 10 mégatonnes en 1960. Le charbon canadien a fait l'objet d'un regain d'intérêt à la fin des années 60 et la montée rapide du prix mondial du pétrole après 1973 a renforcé la position concurrentielle de l'industrie charbonnière du Canada. L'utilisation accrue du charbon de l'Ouest canadien en Ontario et l'expansion des marchés d'exportation ont fait que le Canada est devenu, pour la première fois, un exportateur net de charbon en 1981. Cette situation a augmenté la part du charbon dans la production globale d'énergie au Canada et, en 1982, la production était de 43 mégatonnes, soit 1 030 pétajoules ou dix pour cent de la production d'énergie primaire globale. Au cours de la même année, la demande interne, de 1 000 pétajoules, constituait environ 10 pour cent de la consommation d'énergie primaire globale du Canada. Le tableau A9-1 de l'annexe 9 donne un aperçu historique de la production houillère du Canada entre 1960 et 1982.

Ressources et réserves houillères

Le Canada possède une vaste gamme de charbons: bitumineux, sous-bitumineux et lignite. Dans les provinces de l'Atlantique, le charbon est principalement bitumineux et sa teneur en soufre va de 1 à 10 pour cent. Le charbon de la Saskatchewan est du genre lignite tandis que celui que l'Alberta produit est à la fois du charbon sous-bitumineux et bitumineux. Le charbon exploité en Colombie-Britannique est bitumineux. En général, les charbons de l'Ouest ont une faible teneur en soufre (0,2 à 0,9 pour cent). Comme le montre le tableau 9-1, les réserves récupérables totales représentent 6 300 mégatonnes. Ces réserves pourraient appuyer une production annuelle de 43 mégatonnes (production de 1982) pendant presque 150 ans.

Production houillère

Les gisements de charbon au Canada se présentent sous différentes conditions matérielles et géologiques qui ont une incidence sur les aspects techniques et économiques de leur exploitation, notamment, la méthode d'exploitation, le volume récupérable de charbon et les coûts de production.

Au Canada, la plus grande partie du charbon est produite par l'exploitation à ciel ouvert. Cette dernière, effectuée au moyen du dérochage avec une grue à benne traînante ou avec une pelle mécanique et des camions, est utilisée dans l'ouest du Canada et au Nouveau-Brunswick. En général, l'exploitation minière souterraine exige plus de main-d'oeuvre et de frais. Les techniques minières souterraines qui sont utilisées comprennent l'exploitation par chambre et pilier et l'extraction en Nouvelle-Écosse, en Alberta et en Colombie-Britannique, et on utilise une technique d'extraction hydraulique dans une mine de Colombie-Britannique qui consiste à extraire la houille par jet d'eau à haute pression. En 1982, l'extraction minière à ciel ouvert représentait 91 pour cent de la production globale au Canada. Au cours de la prochaine décennie, l'utilisation de l'exploitation minière souterraine pourrait augmenter, car les réserves appropriées à l'exploitation de surface sont en train de diminuer.

En 1982, le charbon bitumineux représentait 52 pour cent de la production houillère au Canada, tandis que les charbons sous-bitumineux et ligniteux représentaient 30 pour cent et 18 pour cent respectivement.

La Nouvelle-Écosse et le Nouveau-Brunswick ont produit ensemble 3,6 mégatonnes de charbon en 1982 et 30 pour cent de cette production ont été exportés. Environ 9 pour cent des 28 mégatonnes produites en Alberta et en Saskatchewan ont été livrés en Ontario et au Manitoba et 18 pour cent ont été exportés. La Colombie-Britannique, dont la production globale était de 12 mégatonnes, a expédié 84 pour cent de sa production à l'étranger.

En 1983, cinq nouvelles mines ont commencé à produire du charbon bitumineux par exploitation à ciel ouvert. De ces dernières, quatre se trouvent en Colombie-

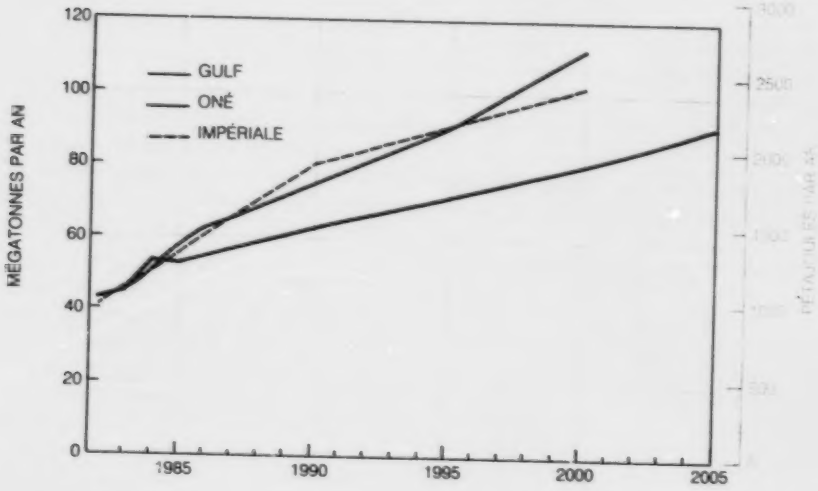
Tableau 9-1
Ressources et réserves houillères au Canada

		Mégatonnes	Exajoules
Ressources d'intérêt immédiat:	– mesurées:	50 400	1 210
	– indiquées:	13 200	317
	– supposées:	184 400	4 425
	Total:	**248 000**	**5 952**
Ressources d'intérêt futur:	– mesurées:	200	5
	– indiquées:	4 000	96
	– supposées:	221 600	5 318
	Total:	**225 800**	**5 419**
Réserves récupérables [1]		6 300	151

[1] Les ressources récupérables font partie des ressources d'intérêt immédiat.

Source: Tableau A9-2, annexe 9.

Figure 9-1
Prévisions de la production de charbon, Canada



Source: tableau A9-3, annexe 9

Britannique et l'autre en Alberta. Le récent fléchissement des prix mondiaux de l'énergie a retardé l'aménagement d'autres projets possibles d'exploitation minière.

Bien que les ressources de charbon soient vastes, la mise en valeur de l'industrie charbonnière dépend de facteurs comme les installations de transport, les marchés internationaux, les politiques environnementales et gouvernementales. Le réseau de transport par rail est particulièrement important pour les exportations de charbon de l'Ouest, étant donné les grandes distances qui séparent les mines de l'Océan. Le charbon est transporté par rail jusqu'aux ports de Vancouver et de Prince-Rupert d'où il est expédié au Japon et vers d'autres pays. La demande d'exportation la plus importante est celle du charbon de cokéfaction. En 1982, cette demande a représenté environ 81 pour cent (13 mégatonnes) des exportations totales. Pour approvisionner les consommateurs de l'est du Canada, le charbon de l'Ouest est transporté par rail jusqu'au terminal de Thunder Bay d'où il est transporté à bord de vraquiers des Grands Lacs. Grâce à ce réseau de transport, environ 17 pour cent (3 mégatonnes) des besoins ontariens de charbon en 1982 et ont pu être satisfaits, tandis que le reste a été importé des États-Unis. En Ontario, le charbon de l'Ouest n'est utilisé que pour la production d'électricité tandis que les importations, qui représentent 95 pour cent des importations canadiennes globales, sont utilisées pour la production d'électricité (65 pour cent) et la fabrication de coke pour l'industrie du fer et de l'acier (35 pour cent). Bien que les mines de charbon de l'Ouest pourraient satisfaire la demande de l'Ontario, l'avantage du prix du charbon des États-Unis va probablement se poursuivre.

Nous estimons que l'industrie houillère du Canada continuera son essor étant donné la croissance à long terme de la demande d'exportation et de la demande croissante d'électricité en Alberta et en Saskatchewan. La figure 9-1 illustre les prévisions des intervenants et les nôtres sur la production houillère. La différence entre nos prévisions et celles des déposants est principalement due aux prévisions d'exportation plus élevées des intervenants.

9.2 Demande primaire de houille

La demande primaire de charbon comprend, en plus des besoins d'utilisation finale, son utilisation pour produire de l'électricité et de la vapeur, ainsi que l'utilisation du charbon et les pertes associées à sa conversion en coke. La principale utilisation houillère au Canada est la production d'électricité, surtout en Alberta et en Ontario. L'industrie se sert aussi du charbon, principalement dans la production du fer et de l'acier. Les perspectives d'utilisation du charbon pour la période de prévision sont décrites au tableau 9-2 et sont comparées aux prévisions des intervenants à la figure 9-2.

On prévoit que l'utilisation industrielle du charbon augmentera d'environ 2 pour cent par an entre 1983 et 2005, ce qui correspond à nos perspectives de croissance de la production du fer et de l'acier. Toutefois, une incertitude considérable règne au sujet des perspectives de croissance de cette industrie et l'utilisation du charbon pourrait croître à des taux beaucoup plus faibles. De même la demande de charbon pourrait aussi croître plus lentement à long terme dans le cas d'une utilisation accrue de la technologie d'arc sous plasma. D'un autre côté, les marchés industriels pourraient faire un usage plus extensif du charbon à la suite de l'amélioration de sa position concurrentielle au cours de ces dernières années. L'utilisation du charbon pour la production d'électricité est reprise en détail au chapitre 5.

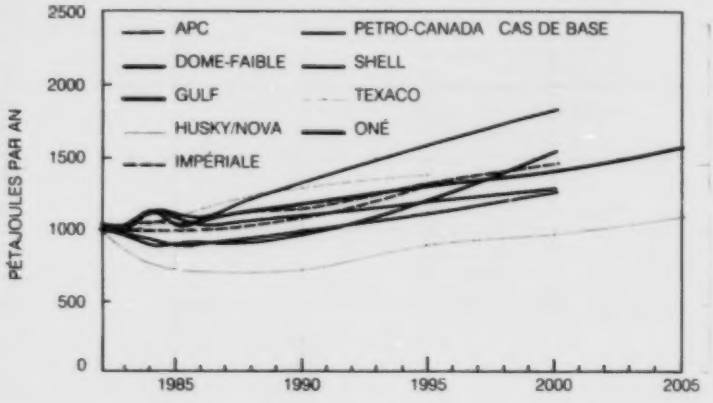
9.3 Bilan de l'offre et de la demande

Comme le montre la figure 9-3, le Canada est un exportateur net de houille et cette situation devrait se poursuivre au cours de la période de prévision. Le tableau 9-3 montre les exportations et importations par

catégorie de charbon en 1983. Il est évident que le Canada est un importateur net de charbon pour centrales thermiques. Les importations dont le Canada dépend sont dues à la répartition géographique des ressources de charbon, ce qui assure au charbon des États-Unis un avantage concurrentiel en Ontario.

On prévoit que les importations, qui constituaient 14,7 mégatonnes ou 25 pour cent de l'offre globale en 1983, resteront virtuellement constantes en termes absolus, mais qu'elles baisseront en termes relatifs jusqu'à 14 pour cent de l'offre globale en 2005. Cette prévision est fondée sur l'hypothèse selon laquelle l'avantage concurrentiel des États-Unis en Ontario se poursuivra au cours de la période de prévision. La récente récession de l'économie mondiale a déprimé la demande de charbon canadien sur les marchés d'exploitation. En dépit de la faiblesse actuelle du marché, les perspectives à long terme pour les exportations de charbon canadien sont favorables. On prévoit que les exportations qui représentaient 29 pour cent de la demande globale de charbon en 1983 représenteront environ 38 pour cent de la demande de charbon canadien en 2005.

Figure 9-2
Prévisions de la demande primaire de charbon, Canada



Source: tableau A9-4, annexe 9

Tableau 9-2
Demande primaire de houille

(Pétajoules)

	1983	1990	2005
Industrie	230	273	371
Production d'électricité	757	860	1 154
Autres	31	28	32
Primaire	1 018	1 161	1 557

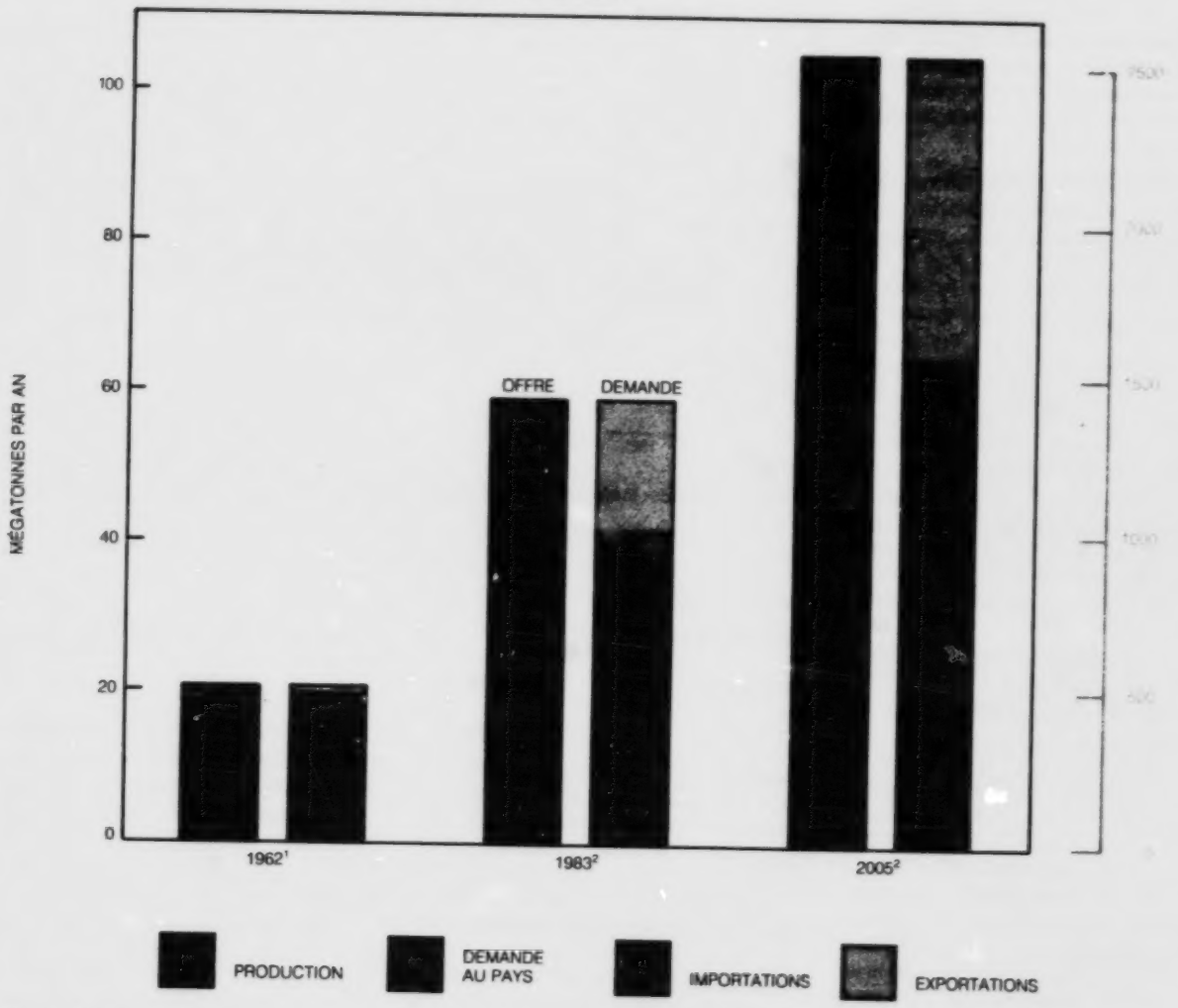
Tableau 9-3
Importations et exportations de charbon thermique et métallurgique 1983

(Mégatonnes)

	Exportations	Importations	Exportations (importations) nettes
Charbon métallurgique	14,5	6,2	8,3
Charbon thermique	2,5	8,5	(6,0)
Total	17,0	14,7	2,3

Source: Énergie, Mines et Ressources

Figure 9-3
Offre et demande de charbon, Canada



[1]Source: Statistiques Canada
[2]Source: tableau A9-5, annexe 9

CHAPITRE 10

SOURCES ET UTILISATIONS D'ÉNERGIE PRIMAIRE

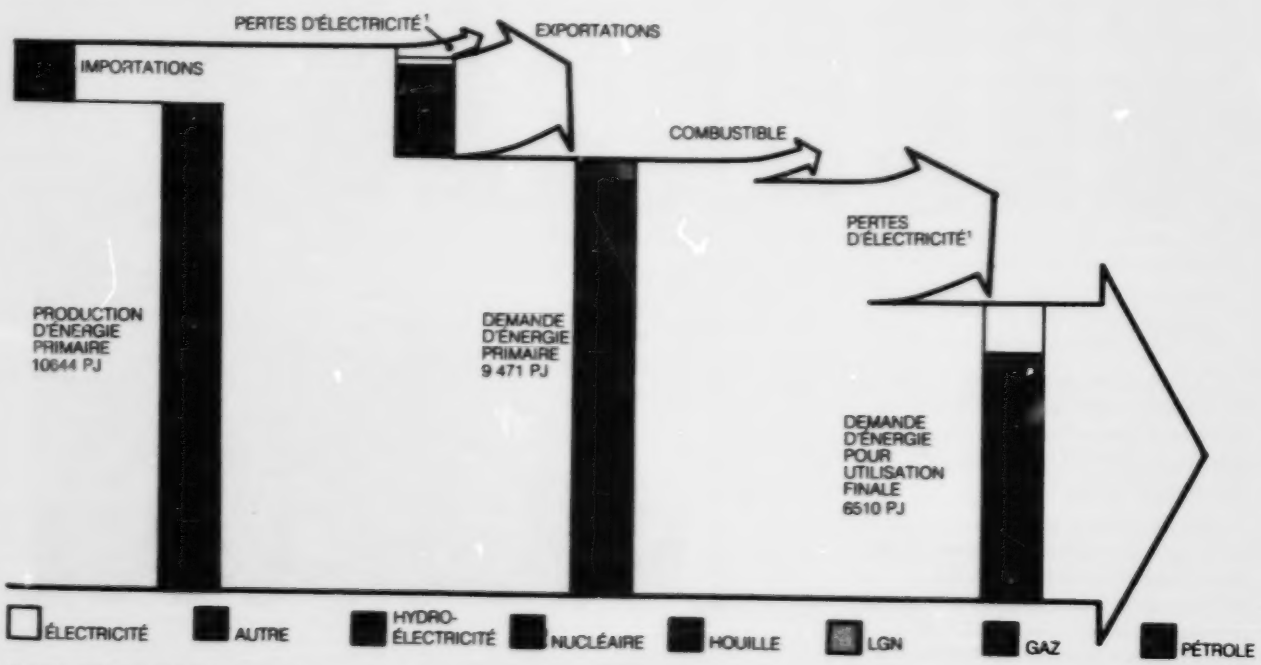
Le présent chapitre décrit les sources et la disposition des circuits d'énergie au Canada en ce moment et rassemble les conséquences possibles de l'analyse des chapitres précédents en ce qui concerne l'évolution de ces circuits d'énergie entre maintenant et 2005. L'analyse est effectuée en fonction de l'énergie primaire, c'est-à-dire en quantités globales des diverses formes d'énergie utilisées au pays.

La figure 10-1 montre la relation entre l'utilisation finale de la demande énergétique, la demande d'énergie primaire et la production de l'énergie au Canada en 1982. Pour obtenir la somme d'énergie primaire utilisée, nous ajoutons à la demande d'utilisation finale la somme des combustibles et des pertes associés à la production et à la distribution de l'énergie. Les sommes d'énergie utilisées par les industries d'approvisionnement comprennent:

- le combustible nécessaire pour produire et acheminer le pétrole et le gaz naturel aux marchés;
- le combustible et les pertes subies dans le raffinage du pétrole brut pour produire des produits dérivés et dans le retraitement du gaz pour éliminer les liquides de gaz naturel;
- l'utilisation propre aux services publics d'électricité et les pertes dans le transport et la distribution d'électricité;
- les pertes de conversion dans la production d'électricité lorsque du charbon, du gaz ou du pétrole sont consommés dans les centrales; il faut environ trois unités de combustible fossile pour produire une unité d'électricité; et
- dans la plupart des statistiques sur l'énergie primaire, une perte induite est ajoutée à l'électricité produite par la houille blanche et le nucléaire.

Le calcul de l'énergie primaire associée à la production d'hydro-électricité est difficile à concevoir, car aucun combustible n'est consommé dans le sens habituel de ce terme. L'électricité d'origine nucléaire présente aussi un problème, étant donné

Figure 10-1
CIRCUITS DE L'ÉNERGIE
(D'après les données de 1982)



Source: tableau A10-3, annexe 10

[1]Environ 70 pour cent de cette composante représente des pertes théoriques, imputables à l'utilisation de l'équivalent des données du combustible fossile pour la production d'énergie par hydraulicité et le nucléaire. Environ 20 pourcent de cette composante est matériellement perdue au cours de la production d'électricité à partir de combustibles fossiles. Environ 10 pour cent représente des pertes au cours du transport de l'électricité.

qu'une partie seulement de l'énergie nucléaire du combustible d'uranium est utilisée. L'énergie nucléaire libérée sous forme de chaleur possède cependant la même efficience que celle d'une génératrice à combustible fossile. Il y a deux façons de calculer l'énergie primaire associée à l'hydro-électricité et au nucléaire:

- Nous pouvons simplement reconnaître que l'hydro-électricité et l'électricité nucléaire sont différentes, et définir leur énergie primaire comme étant l'énergie produite au site du barrage, dans le cas de l'hydro-électricité, et à la centrale, dans le cas du nucléaire. Mesurée de cette façon, l'énergie primaire associée à la production d'hydro-électricité et d'électricité nucléaire, serait égale à la teneur énergétique de l'électricité produite, soit 3,6 pétajoules par terawatt-heure. À toute fin pratique, nous appelons ce moyen "méthode du rendement énergétique".
- Une deuxième méthode est fréquemment utilisée, en particulier dans le cas de comparaisons de l'utilisation d'énergie entre pays. Cette méthode (appelée méthode d'équivalence des combustibles fossiles) suppose que la quantité d'énergie primaire associée à l'électricité d'origine hydraulique ou nucléaire est la quantité dont on aurait besoin si des combustibles fossiles étaient utilisés. Lorsqu'on se sert de cette méthode, on adopte un facteur de conversion de 10,5 pétajoules par terawatt-heure étant donné que les méthodes de production fondées sur la combustion des combustibles fossiles ont, en moyenne, un rendement d'environ 33 pour cent.

L'utilisation de la deuxième méthode sous-entend que la quantité d'énergie primaire attribuée à l'hydro-électricité sera plus importante que la quantité d'énergie électrique produite.

Étant donné que la conversion fondée sur l'équivalence de combustibles fossiles est fort répandue et qu'elle a été utilisée dans les rapports antérieurs de l'Office, nos prévisions d'énergie primaire (annexe 10) utilisent cette méthode. Aux fins de comparaison, nous indiquons l'énergie primaire, en nous fondant sur cette méthode, dans le texte et les tableaux du présent chapitre.

À la figure 10-1, le combustible indiqué par une flèche montre la teneur calorifique des combustibles utilisés dans la production et le transport de l'énergie finale, à l'exclusion des combustibles fossiles utilisés dans la production d'électricité.

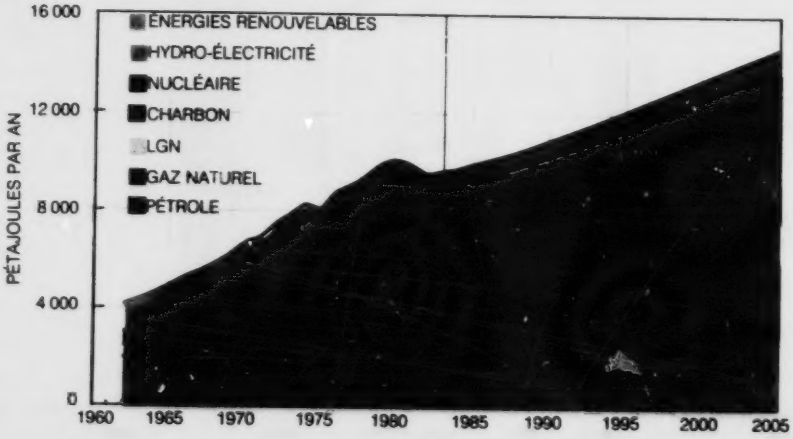
Environ 70 pour cent des grandes pertes d'électricité sont des pertes imputées provenant de notre utilisation de la méthode de conversion fondée sur l'équivalence de combustibles fossiles. Environ deux tiers du reste sont des pertes réelles provenant de l'utilisation de combustibles classiques pour produire de l'électricité et un tiers provient des pertes de transmission.

Compte tenu des différences dans les définitions de l'énergie primaire et de l'énergie d'utilisation finale; il n'est pas surprenant que leur répartition dans toutes les formes d'énergie soit tout à fait différente et que l'énergie primaire soit beaucoup plus grande que l'énergie d'utilisation finale. Les différences dans le traitement de l'électricité représentent la plus grande partie du glissement de distribution et de la plus grande partie de la différence de niveaux.

Si l'on avait inclus l'hydro-électricité et l'électronucléaire dans l'énergie primaire avec leur valeur de teneur énergétique, le niveau d'énergie primaire en 1982 aurait été de 7 550 pétajoules au lieu de 9 470 pétajoules, et la part de l'hydro-électricité et du nucléaire aurait été de 13 pour cent au lieu de 31 pour cent. La demande primaire de charbon est aussi beaucoup plus importante que la demande d'utilisation finale, étant donné que la demande primaire inclut les quantités utilisées pour produire de l'électricité. Seules de faibles quantités de pétrole et de gaz sont utilisées pour produire l'électricité.

La production d'énergie primaire au Canada sera différente de la demande d'énergie primaire dans la mesure où nous serons des importateurs ou des exportateurs nets d'énergie. En 1982, le Canada était un grand exportateur de gaz naturel et de liquides de gaz naturel, un exportateur moyen d'électricité, un importateur net de pétrole brut et, dans une mesure marginale, un exportateur net de charbon.

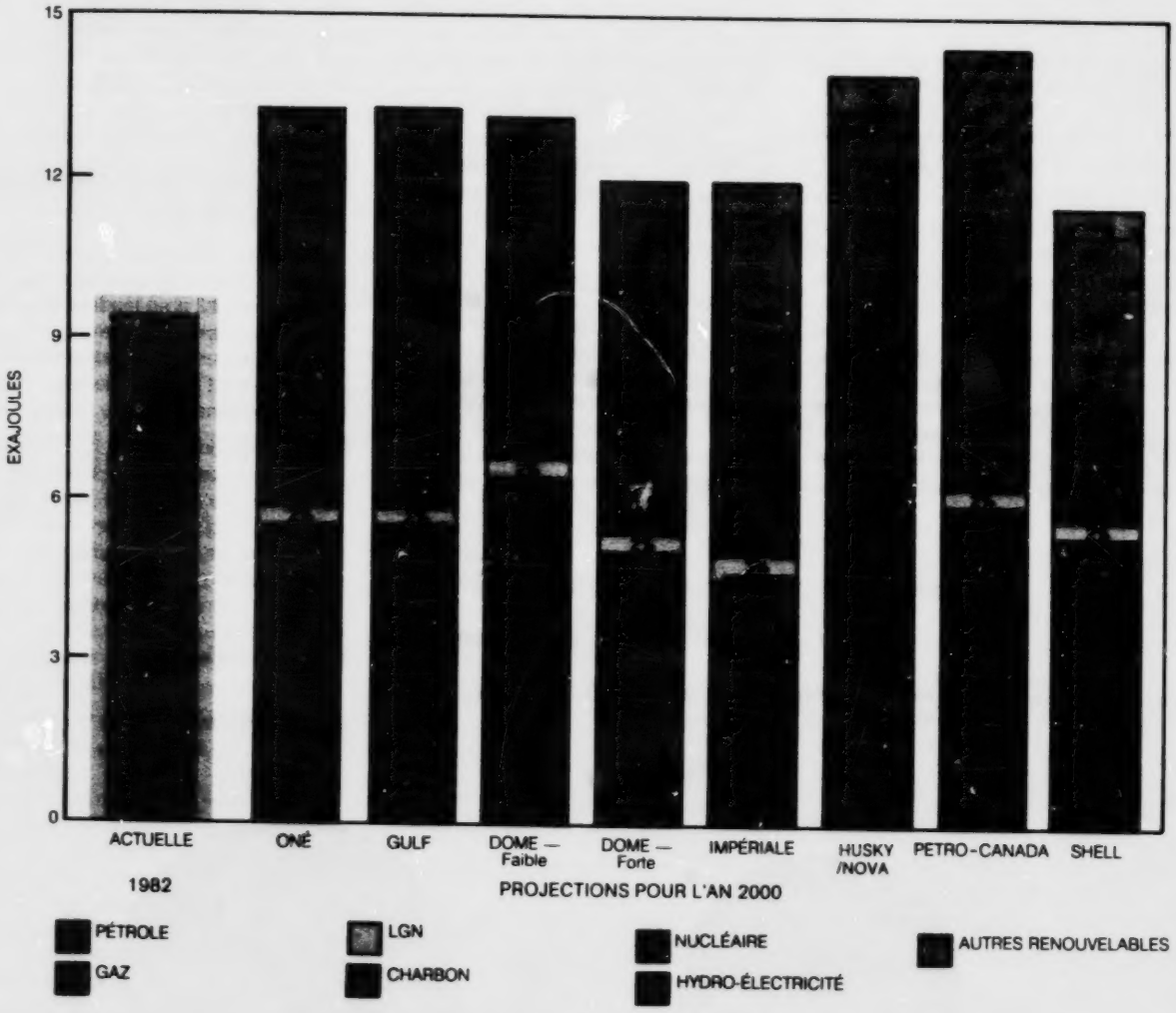
Figure 10-2
Demande d'énergie primaire,[1] Canada



Source: tableau A10-3, annexe 10

[1]Les énergies hydro-électrique et nucléaire sont converties à 10.5 PJ/TW.h (équivalence en combustible fossile)

Figure 10-3
Comparaison des projections de la demande d'énergie primaire



Source: tableau A10-1, annexe 10

10.1 Prévisions de la demande d'énergie primaire et de la production

La figure 10-2 montre l'évolution prévue des éléments de la demande d'énergie primaire dans la période de prévision. La figure 10-3 donne une comparaison entre nos prévisions et celles des déposants.

La croissance et la configuration de l'énergie primaire pendant la période de projection reflètent en grande partie l'évolution prévue des besoins d'utilisation finale décrite dans les chapitres précédents. L'évolution de la répartition de l'énergie primaire est donnée au tableau 10-1 en se servant à la fois des méthodes d'équivalence des combustibles fossiles et de rendement énergétique pour calculer l'électricité primaire d'origine hydraulique et nucléaire. La figure 10-4 est une représentation graphique fondée sur la méthode d'équivalence en combustibles fossiles. La répartition d'énergie primaire glisse vers l'électricité hydraulique, le nucléaire et le gaz naturel et elle s'écarte fortement du pétrole en 2005. La modification de la répartition est similaire dans les grandes lignes selon les deux méthodes de calcul de l'électricité primaire d'origine hydraulique et nucléaire, mais comme prévu, l'équivalence de combustible fossile prescrit une plus grande part à l'hydro-électricité et au nucléaire que ne le fait la méthode de rendement énergétique.

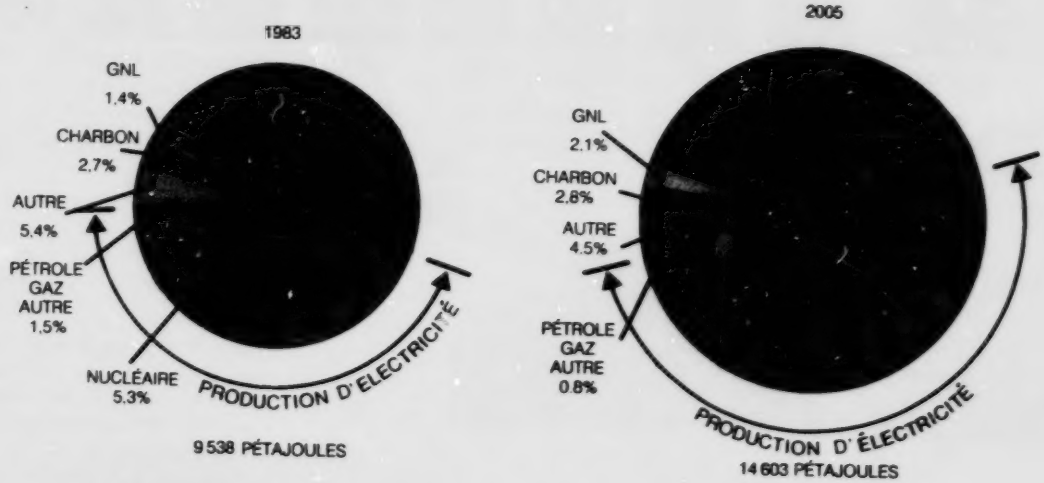
Étant donné que le Canada produit la plus grande partie de l'énergie qu'il consomme, il n'est pas surprenant que la configuration de la croissance de la production d'énergie, indiquée au tableau 10-2 et à la figure 10-5, soit similaire dans les grandes lignes à la configuration dont on a discuté ci-dessus pour la demande d'énergie primaire. La part de la houille est extrêmement plus importante en 2005 et les parts des autres formes d'énergie sont légèrement inférieures aux parts correspondantes de la demande d'énergie primaire. Ceci reflète notre prévision selon laquelle les exportations de charbon augmenteront de façon appréciable au cours de la période de projection.

10.2 Exportations nettes d'énergie

Depuis le milieu des années 1960, le Canada a produit de l'énergie en excès de ses besoins et il a eu tendance à être un exportateur net d'énergie important. En 1983, la valeur des exportations nettes d'énergie du Canada atteignait 7,8 milliards de dollars.

Nos prévisions (tableau 10-3) suggèrent que pendant les années restantes de cette

Figure 10-4
Demande d'énergie primaire[1], Canada



Source: tableau A10-3, annexe 10

[1]L'hydro-électricité et le nucléaire sont convertis à 10,5 PJ/TW.h (équivalence de combustible fossile)

décennie, nous continuerons d'être des exportateurs nets d'énergie:

- Les exportations nettes de pétrole vont vraisemblablement baisser à mesure que la demande au pays dépasse notre capacité de production.
- On prévoit que les exportations de gaz naturel s'accroîtront rapidement au cours des années restantes de cette décennie pour atteindre 90 pour cent de leur niveau autorisé en 1990, soit plus du double de la quantité des niveaux actuels.
- Depuis quelque temps, les LGN ont été produits en excès de la demande au pays. Cet état de chose va vraisemblablement se poursuivre, mais on prévoit que les quantités disponibles pour l'exportation vont baisser à mesure que la demande canadienne augmentera par rapport à l'offre.
- Récemment, le Canada est devenu un exportateur net de charbon, après avoir été un importateur net pendant de nombreuses années. Nous prévoyons une augmentation importante des exportations de charbon, surtout à la suite de la mise en valeur des gisements de houille de l'ouest.
- Au cours de ces dernières années, les exportations d'électricité ont beaucoup augmenté. Elles comprennent principalement de l'énergie interruptible, bien qu'il y ait actuellement plus d'intérêt dans l'exportation de puissance garantie étant donné que les services publics d'électricité tiennent compte des besoins éventuels de ceux des États-Unis pour l'établissement d'une capacité de production supplémentaire dans les années 90. Nous estimons que les exportations potentielles d'électricité augmenteront de façon importante jusqu'à la fin des années 80 au moment où les excédents vont décroître à mesure que les besoins canadiens augmenteront.

Tableau 10-1
Répartition de la demande d'énergie primaire

(Pourcentage)

	Équivalence en combustibles fossiles[1]			Rendement énergétique[2]		
	1962	1983	2005	1962	1983	2005
Pétrole	47	32	21	57	44	29
Gaz	11	18	21	13	24	29
Houille	13	10	10	15	12	14
Nucléaire	—	5	11	—	2	5
Hydro-électricité	26	28	31	11	11	15
Autres	3	7	6	4	7	8
Total	**100**	**100**	**100**	**100**	**100**	**100**

(1) L'hydro-électricité et l'électronucléaire sont convertis à raison de 10,5 pétajoules par terawatt-heure
(2) L'hydro-électricité et l'électronucléaire sont convertis à raison de 3,6 pétajoules par terawatt-heure.

Tableau 10-2
Répartition de la production d'énergie primaire

(Pourcentage)

	Équivalence en combustibles fossiles[1]			Rendement énergétique[2]		
	1962	1983	2005	1962	1983	2005
Pétrole	41	30	20	50	37	27
Gaz	22	22	19	27	27	26
Houille	6	10	13	7	13	18
Nucléaire	—	5	11	—	2	5
Hydro-électricité	28	25	30	12	11	14
Autres	3	8	7	4	10	10
Total	**100**	**100**	**100**	**100**	**100**	**100**

(1) L'hydro-électricité et l'électronucléaire sont convertis à raison de 10,5 pétajoules par terawatt-heure.
(2) L'hydro-électricité et l'électronucléaire sont convertis à raison de 3,6 pétajoules par terawatt-heure.

Après 1990, nos prévisions sous-entendent que, si nous n'aménageons ni n'exploitons les réserves des régions pionnières, notre possibilité d'exportation de gaz naturel va baisser de façon importante. Les marchés canadiens du pétrole seront proches de l'équilibre et les exportations éventuelles de LGN vont vraisemblablement baisser à mesure que la demande canadienne augmentera, en particulier pour les LGN utilisés comme stock d'alimentation pétrochimique et comme fluides dans les projets de récupération assistée du pétrole.

La houille et l'électricité peuvent bien constituer les plus grandes sources possibles d'exportation continue d'énergie canadienne; la houille, car nous disposons de très grands gisements par rapport à nos besoins prévisibles et l'électricité, car l'agrandissement graduel de la

capacité de production au Canada pourra mettre de grandes quantités d'énergie interruptible à la disposition des marchés voisins aux États-Unis. En outre, certains services publics songent à la construction de capacités de production dédiées aux marchés d'exportation.

10.3 Perspectives internationales

Le Canada est un grand consommateur et producteur d'énergie. Par habitant, les Canadiens sont parmi les plus forts consommateurs et producteurs au monde.

Tableau 10-3
Exportations (Importations) nettes d'énergie

(Pétajoules)

	1973	1983	1990
Pétrole	611	224	18
Gaz	1125	751	1844
LGN	154	198	136
Houille	(131)	64	335
Électricité			
– équivalence en combustibles fossiles	169	379	441
– rendement d'énergie	61	131	164

Tableau 10-4
Sélection d'indicateurs de l'utilisation de la production d'énergie – 1982

	Population (millions)	Produit national brut ($U.S., milliard)	Demande primaire (PJ)	Production (PJ)	Demande Primaire Équivalent de combustible fossile par habitant (GJ)	Demande Primaire Équivalent de combustible fossile par PNB (MJ)	Demande Primaire Teneur énergétique par habitant (GJ)	Demande Primaire Teneur énergétique par PNB (MJ)
Canada	24,7	363	9086	9968	368	25	298	20
États-Unis	232,1	3708	73291	66959	316	20	301	19
Japon	118,4	1295	14388	2462	121	11	111	10
Australie	15,2	192	3307	4392	218	17	213	17
Nouvelle-Zélande	3,2	29	476	358	150	16	116	12
Autriche	7,6	82	1080	488	143	13	120	11
Belgique	9,9	103	1746	354	177	17	177	17
Danemark	5,1	69	736	88	144	11	144	11
Finlande	4,8	60	1085	499	225	18	183	15
France	54,2	659	7742	2612	143	12	124	10
Allemagne	61,6	804	10666	5481	173	13	165	12
Grèce	9,8	47	666	231	68	14	66	14
Islande	0,2	3	57	34	242	18	138	11
Irlande	3,5	21	361	136	104	17	102	17
Italie	56,6	424	5642	1169	100	13	95	12
Luxembourg	0,4	4	130	5	356	32	349	31
Pays-Bas	14,3	168	2345	2453	164	14	162	14
Norvège	4,1	69	997	2618	242	15	181	11
Portugal	10,0	29	510	98	51	18	47	17
Espagne	37,9	221	3100	1001	82	14	77	13
Suède	8,3	121	1960	1048	235	16	170	12
Suisse	6,5	118	1027	518	159	9	113	6
Turquie	46,8	65	1528	919	33	24	31	23
Royaume-Uni	56,3	582	8236	3404	146	14	141	14

Sources: OCDE, Bilans d'énergie des pays de l'OCDE 1970-1982, Paris 1984; Observateur de l'OCDE, No. 127, mars 1984.

Une quantité considérable de notre énergie est utilisée dans la fabrication de produits exigeant énormément d'énergie. Par exemple, le Canada produit des quantités relativement élevées d'aluminium, de pâte à papier, de papier journal et de produits dérivés du pétrole dont la production exige de vastes quantités d'énergie. une forte proportion de la production de ces biens est exportée, mais l'énergie utilisée pour leur production n'est pas incluse dans la consommation d'énergie des pays importateurs. D'autres facteurs, comme le climat, la géographie et la densité de la population influencent aussi la consommation d'énergie au Canada.

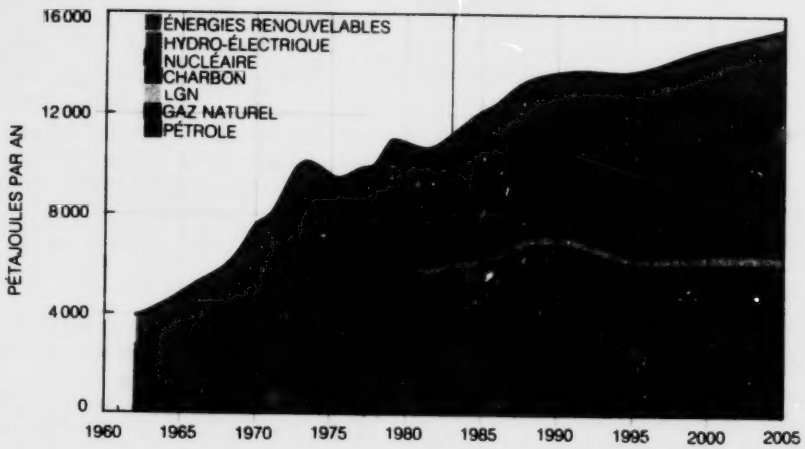
Afin de présenter une perspective internationale, le tableau 10-4 compare l'utilisation de l'énergie au Canada et dans d'autres pays membres de l'OCDE.

Ce tableau présente une comparaison de l'utilisation de l'énergie primaire; la production de l'électricité hydraulique et nucléaire est exprimée en fonction de l'équivalence en combustibles fossiles. Sur cette base, le Canada était le plus grand consommateur d'énergie primaire par habitant en 1982. En dollars du produit national, le Canada était le deuxième plus grand consommateur d'énergie.

Comme le montre le tableau 10-4, si on mesure l'hydro-électricité et l'électronucléaire selon la méthode du rendement énergétique, l'utilisation de l'énergie au Canada, par habitant et par dollar de rendement serait plus basse d'environ un cinquième que si on les mesurait en équivalents de combustibles fossiles. Mesurée de cette façon, l'utilisation d'énergie au Canada est environ égale à celle des États-Unis, au lieu d'être perçue comme étant beaucoup plus élevée.

On peut estimer la mesure selon laquelle un pays est autosuffisant en énergie globale en divisant la production globale d'énergie au pays par la demande globale d'énergie primaire. En 1982, le Canada occupait le quatrième rang en autosuffisance parmi les pays de l'OCDE, en produisant environ 10 pour cent plus d'énergie qu'il n'en consommait.

Figure 10-5
Production d'énergie primaire[1], Canada



Source: tableau A10-3, annexe 10
[1]Les énergies hydro-électrique et nucléaire sont convertis à 10,5 PJ/TW.h (équivalence en combustible fossile)

CHAPITRE 11

CONCLUSIONS

Dans le présent rapport, nous avons présenté notre point de vue sur les grandes lignes de l'évolution possible des marchés énergétiques canadiens au cours des prochaines 20 années, à la lumière de notre analyse des renseignements disponibles sur les perspectives des principales variables clés et leur incidence sur l'offre et de la demande d'énergie. Nous avons souligné que le déroulement des futurs événements dépend fortement d'un certain nombre de variables dont l'avenir n'est pas vraiment clair et au sujet desquelles les opinions sur leurs perspectives ont fort changé au cours de ces dernières années.

Il est pratiquement certain que d'ici 20 ans, les événements seront plus ou moins différents de l'évolution que nous avons exposée. Des surprises, intrinsèquement imprévisibles, auront lieu et il est bien possible que l'histoire se déroule d'une façon bien différente de celle que nous avons supposée. Même à court terme, des facteurs clés peuvent changer d'une façon imprévue, comme en témoigne l'ampleur de la récession de 1982.

Les marchés énergétiques canadiens ont fort changé au cours de ces dernières années:

- ils ont été influencés par les changements radicaux dans les prix mondiaux réels et prévus du pétrole,
- il y a eu des modifications marquées des conditions des marchés d'exportation de l'énergie canadienne, en particulier pour le gaz mais aussi pour l'électricité,
- il y a eu des changements importants dans les politiques canadiennes au titre de l'énergie, et
- les marchés énergétiques ont été non seulement fortement influencés par le cours de la conjoncture, mais à leur tour, ils ont influencé le cours de la croissance économique.

La demande et l'offre d'énergie, que ce soit globalement ou sur le plan des différentes formes d'énergie, ont répondu toutes deux à ces changements, surtout sur le plan des prix, dans une bien plus grande mesure que de nombreux observateurs auraient pu le prédire, il y a même cinq ans.

Le Canada et le monde entier d'ailleurs, occupent maintenant une position où les offres de formes d'énergie dépassent en général les quantités utilisées. En conséquence, le point d'attention des analystes s'est modifié considérablement:

- Au cours des années 70, les préoccupations au sujet de l'offre de l'énergie, du pétrole et du gaz et, dans une moindre mesure, de l'électricité, dominaient les marchés énergétiques.
- Jusqu'à présent, la préoccupation des années 80 a surtout été la demande d'énergie.

Au Canada, ce renversement d'opinion est particulièrement associé au gaz naturel et à l'électricité. Les fortes augmentations de prix des années 70 ont entraîné une forte augmentation de l'offre de gaz naturel canadien. Le fait que la demande d'électricité s'est accrue très rapidement dans les années 60 et au début des années 70, a poussé les services d'électricité à lancer de très vastes plans d'expansion. Cependant, la demande a considérablement fléchi depuis sous l'influence de la montée relative des prix de l'énergie et d'une croissance économique relativement faible.

La situation du pétrole brut quant à elle est fort confuse. Bien que l'évolution de l'offre et de la demande de pétrole ait été généralement similaire à l'évolution des autres formes d'énergie, il n'en est pas moins vrai que la sécurité de l'offre de pétrole fait l'objet d'inquiétude, même si à l'échelle mondiale, il existe actuellement un vaste excédent de l'offre. Les gouvernements, y compris celui du Canada, s'inquiètent de la possibilité de futures perturbations de l'offre et de l'apparition de chocs au niveau des prix. Par conséquent, dans des pays comme le Canada, qui disposent d'approvisionnements potentiels importants de pétrole brut, les gouvernements tiennent à mettre en valeur les projets d'approvisionnements de façon expéditive afin de réduire leur dépendance de sources incertaines d'approvisionnement de l'étranger.

Demande

Notre évaluation de la demande d'énergie au Canada suggère que, bien que l'utilisation de l'énergie continuera d'augmenter au cours du prochain quart de siècle, la croissance de son utilisation sera beaucoup plus faible que dans les années 60 et certainement plus faible que dans les années 70. Selon toute probabilité, la demande d'énergie au Canada devrait croître à un taux plus faible même en l'absence d'une augmentation rapide des prix, car les croissances démographique et économique seront inférieures à celles des deux dernières décennies. Cependant, tout porte à croire que le ralentissement de la croissance de la demande énergétique est vraisemblablement plus important que les évaluations actuelles des tendances économiques et démographiques nous le laissent entendre. La réaction des utilisateurs d'énergie aux augmentations passées des prix d'énergie se fait encore sentir dans l'économie et risque d'être beaucoup plus importante que ce que nous avions pensé.

En se fondant sur notre analyse et sur les discussions avec les intervenants à la présente enquête, nous concluons qu'une bonne partie de la réaction aux augmentations de prix du passé ne s'est pas encore produite. Notre cas de référence a été établi sur l'hypothèse selon laquelle la croissance économique devrait être modérée. En supposant même que cette croissance soit beaucoup plus importante, nous estimons que la croissance de la demande d'énergie atteindrait en moyenne un peu plus de 2 pour cent par an entre 1983 et 2005, à comparer à 5 pour cent par an dans les années 60 et environ 3,5 pour cent de 1973 à 1978. L'incidence des augmentations du PNB sur l'utilisation de l'énergie est fortement atténuée par les économies d'énergie. En 2005, il est raisonnable de conclure que l'intensité d'utilisation d'énergie dans l'économie canadienne aura baissé d'environ 27 pour cent par rapport à son niveau de 1983.

Au Canada, il y a déjà eu une tendance marquée vers le remplacement du pétrole. Nous pensons que cette tendance se poursuivra, même à un taux décroissant, et qu'à la fin du siècle l'utilisation du pétrole au Canada comprendra environ 30 pour cent de la demande d'énergie des secteurs d'utilisation finale, par rapport à 59 pour cent de 1973 et à 43 pour cent actuellement. L'utilisation des produits pétroliers

sera de plus en plus dominée par leur consommation dans le secteur des transports pour lequel il n'y a aucun combustible de remplacement acceptable à grande échelle. À la fin du siècle, le secteur des transports constituera la plus grande partie de la demande de pétrole au Canada. Il est peu probable que des combustibles de remplacement pour le transport soient d'usage répandu en 2005, bien que nous ayons supposé que l'usage du gaz naturel et du propane augmente de façon importante, surtout au niveau des utilisateurs commerciaux disposant de grandes flottes de poids lourds.

Il est fort probable que le gaz naturel et l'électricité bénéficient tous deux de la tendance marquée à remplacer le pétrole. Nous avons supposé qu'ils y gagneraient tous deux en proportions à peu près égales, mais la concurrence entre les combustibles est intense et l'issue de cette situation est très difficile à prédire. La croissance de l'électricité peut bien s'avérer forte au cours des trois ou quatre prochaines années, à mesure que les services d'électricité cherchent à éliminer leurs excédents actuels.

Le Canada possède de vastes ressources houillères concentrées en Alberta et en Colombie-Britannique et, dans une moindre mesure, dans les provinces maritimes. Ces dernières années, les exportations ont connu une forte hausse et nous prévoyons que le rythme des ventes d'exportation continuera de dépasser la croissance de la demande canadienne de sorte qu'en 2005, les ventes d'exportation représenteront environ 40 pour cent de la production intérieure par rapport aux 20 pour cent de 1983.

La mesure dans laquelle les Canadiens utiliseront de plus grandes quantités de formes d'énergie renouvelable ou de remplacement, au cours des 20 prochains années, dépendra à la fois de facteurs économiques et technologiques. Étant donné l'état actuel de la technologie et la fourchette de prix du pétrole que nous avons utilisée pour mener notre analyse, nous en concluons que l'utilisation de formes d'énergie de remplacement continuera de s'accroître, mais que leur part de la demande d'énergie globale ne va probablement pas dépasser environ 7 ou 8 pour cent. En effet, il faut qu'il y ait une augmentation beaucoup plus rapide des prix d'énergie que ce n'est le cas actuellement ou que des percées technologiques importantes aient lieu pour que des formes d'énergie de remplacement, comme l'énergie solaire ou la biomasse, puissent contribuer dans une plus grande mesure à la satisfaction de nos besoins énergétiques.

Offre

En général et à bien plus à long terme, notre analyse suggère que, bien que le Canada dispose de vastes approvisionnements d'hydrocarbures, ces derniers deviendront de plus en plus chers et difficiles à extraire. Dans le cas du pétrole, les coûts croissants se rapportent à l'extraction ainsi qu'au traitement de la matière brute en produits utilisables.

Le profil croissant des coûts provient de ce que:

- il est probable que nous ayons déjà extrait le pétrole et le gaz les moins chers des régions traditionnelles de production; il sera de plus en plus onéreux de trouver d'autres sources d'approvisionnement et encore plus cher de les exploiter.
- le fait que les réserves des régions productrices classiques s'épuisent graduellement sous-entend que, pour maintenir notre offre d'hydrocarbures, nous devrons de plus en plus dépendre de la production potentielle des régions pionnières qui est difficile à localiser et de la production du pétrole des sables pétrolifères dont le coût d'exploitation est dispendieux.

Il y a eu une très forte augmentation de la production du pétrole brut au Canada au cours des années 60, mais depuis, la baisse a été graduelle, mais constante. Nos prévisions suggèrent que cette baisse graduelle se poursuivra à mesure que les réserves de pétrole brut des régions productrices classiques continuent à s'épuiser. Toutefois, cette baisse pourra être atténuée par une meilleure récupération du pétrole des champs existants, à mesure que les techniques de récupération assistée sont utilisées dans une plus grande mesure et à la suite de l'aménagement de nouvelles découvertes dans l'ouest du Canada.

Notre évaluation de la rentabilité des usines intégrées des sables pétrolifères produisant du pétrole brut synthétique suggère que l'établissement de telles usines sera dans l'intérêt national si le coût du pétrole importé évolue comme prévu dans notre cas de référence. Dans notre prévision de l'offre de pétrole, nous avons inclus deux usines supplémentaires de sables pétrolifères du genre Syncrude/Great Canadian Oil Sands et des projets supplémentaires d'extraction du bitume.

Il est toutefois fort probable qu'à la fin du siècle, le pétrole brut léger de l'ouest du Canada, y compris le pétrole synthétique des usines intégrées des sables pétrolifères, ne représentera plus qu'environ 50 pour cent de notre offre globale comparativement à sa part actuelle de 80 pour cent. Les possibilités géologiques des régions pionnières sont incertaines; nous avons inclus la production du champ Hibernia dans nos prévisions et, de façon plus aléatoire, la production de la mer de Beaufort. Au bout de l'horizon de prévision, les sources des régions pionnières représentent environ 20 pour cent de l'offre prévue de pétrole canadien.

Au cours de notre période de projection, la source de l'offre de gaz naturel reste de façon dominante le bassin sédimentaire de l'ouest du Canada. Nous supposons que le gaz du plateau continental de la Nouvelle-Écosse atteindra les marchés des provinces maritimes au début des années 1990, mais la date et la quantité de gaz des régions pionnières du Nord restent incertaines. Les livraisons pourraient commencer à partir de 1995 dans la région du delta du Mackenzie. De toute façon, les quantités de gaz naturel de sources non traditionnelles ou bien des régions pionnières vont vraisemblablement rester relativement faibles au cours de notre période de prévision.

Le rythme de mise en valeur des ressources houillères sera dicté par la croissance de la demande d'exportation et l'utilisation accrue pour la production d'électricité en Alberta et en Saskatchewan.

Bilans d'énergie et répercussions

Bien qu'au total, l'offre et la demande de pétrole brut du Canada soient essentiellement en équilibre au cours de la période de prévision, l'offre de brut léger pour la plupart des années sera déficitaire. Ce manque deviendra extrêmement plus aigu au fil du temps, à moins que des quantités importantes de nouvelles productions ne voient bientôt le jour à partir des régions pionnières et des sables pétrolifères. D'une certaine façon, on peut considérer que l'offre de ces deux sources est une seule unité, étant donné que la production supplémentaire des sables pétrolifères pourrait compenser l'absence de production des régions pionnières et inversement, les offres des régions pionnières bien en excès de nos prévisions pourraient réduire le volume de la production des sables pétrolifères requis pour satisfaire la future demande. L'étendue et la date de mise en valeur de chacune de ces ressources dépendront de façon critique des facteurs économiques, en particulier du cours des prix mondiaux du pétrole. Étant donné que la qualité moyenne du pétrole brut au Canada et dans le monde va éventuellement baisser, le processus de raffinage, qui transforme le brut en produits pétroliers raffinés utilisables, va vraisemblablement devenir plus complexe et par conséquent plus onéreux.

Actuellement, la capacité de livraison de gaz naturel au Canada est excédentaire à la suite des importants ajouts aux réserves, entre 1976 et 1981, et de la faiblesse actuelle des marchés internes et d'exportation. Cet excédent de la capacité de livraison diminue à mesure que s'écoulent les années de la décennie et que les marchés des États-Unis et de la demande interne reprennent leur essor. Au cours des années 90, il est probable qu'un certain excédent de capacité demeure sans qu'il y ait un manque quelconque jusqu'au début du prochain siècle. Toutefois, il est probable que pour maintenir les approvisionnements prévus, le prix du gaz devra augmenter graduellement au cours du temps par rapport au prix des autres biens et services, tant à la tête de puits qu'aux points d'utilisation finale. À notre avis, les offres que nous avons prévues vont vraisemblablement apparaître prochainement, étant donné les politiques canadiennes actuelles d'établissement de prix et le profil de notre cas de référence pour les prix du pétrole dans le monde et au pays. Si les prix du pétrole suivent un cours beaucoup plus faible que celui que nous avons prévu dans notre cas de référence, les prix du gaz au pays devraient augmenter par rapport au prix du pétrole.

Selon nos prévisions, une expansion de la capacité de production d'électricité au-delà de celle qui est déjà engagée ne sera pas requise avant quelque temps et, au cours des années 90, le taux d'expansion nécessaire pour desservir les marchés internes sera de loin inférieur à celui que l'on a constaté pendant les années 70. Toutefois, un certain nombre de services d'électricité envisagent la construction d'installations dédiées à l'exportation aux États-Unis.

En conclusion, notre analyse suggère qu'au cours de la prochaine décennie, les marchés énergétiques canadiens, en commun avec ceux de la plupart des autres pays du monde, seront caractérisés davantage par un excès de l'offre que de la demande. De plus en plus, la demande va vraisemblablement se rapprocher de l'offre et la demande devra être alors rajustée pour répondre à une offre décroissante des ressources d'énergie classiques. Ce redressement dépendra d'un certain nombre de facteurs, notamment de la mesure dans laquelle les changements technologiques rendront plus accessibles les ressources renouvelables et non traditionnelles.

Annexes

Liste des annexes

Annexe 1

A1-1 Liste des intervenants
A1-2 Rapports de référence
A1-3 Abréviation des noms et des termes
A1-4 Définitions
A1-5 Facteurs de conversion
A1-6 Lignes directrices de présentation des prévisions

Annexe 2

Tableau A2-1 Prix mondiaux du pétrole – Comparaison des points de vue des intervenants
Tableau A2-2 Taux de croissance réels du Produit national brut – Canada – Comparaison des points de vue des intervenants
Tableau A2-3 Taux de croissance réels du Produit intérieur provincial – Canada et régions – Comparaison des points de vue des intervenants

Annexe 3

Tableau A3-1 Données historiques – Demande d'énergie par secteur d'utilisation finale – Canada
Tableau A3-2 Demande d'énergie par secteur d'utilisation finale – Canada et régions – Comparaison des points de vue des intervenants

Annexe 4

Tableau A4-1 Données historiques – Demande d'énergie par combustible d'utilisation finale – Canada
Tableau A4-2 Demande d'énergie par combustible d'utilisation finale – Canada et régions – Comparaison des points de vue des intervenants
Tableau A4-3 Prix relatifs de l'énergie par région – Projections de l'ONÉ
Tableau A4-4 Répartition de la demande d'énergie par combustible et secteur d'utilisation finale – Canada et régions – Projections de l'ONÉ

Annexe 5

Tableau A5-1 Taux de croissance de la demande en électricité – Comparaison des points de vue des intervenants
Tableau A5-2 Données historiques – Demande totale en électricité par secteur – Canada
Tableau A5-3 Demande totale d'électricité par secteur – Canada – Projections de l'ONÉ
Tableau A5-4 Capacité de production par type de combustibles – Canada et provinces – Projections de l'ONÉ
Tableau A5-5 Production d'énergie par type de combustible – Canada et provinces – Projections de l'ONÉ
Tableau A5-6 Demande de sources de combustible aux fins de production d'électricité – Canada – Projections de l'ONÉ
Tableau A5-7 Exportations d'électricité (nettes) – Projections de l'ONÉ
Tableau A5-8 Exportations d'électricité par type de combustible – Projections de l'ONÉ

Annexe 6

Tableau A6-1 Données historiques – Réserves établies et production cumulative du gaz naturel commercialisable des zones de production classiques
Tableau A6-2 Ajouts aux réserves de gaz naturel par unité de forage d'exploration et réserves établies initiales – Zones de production classiques
Tableau A6-3 Activité de forage d'exploration – Données historiques et projections de l'ONÉ
Tableau A6-4 Activité de forage d'exploration par province – Projections de l'ONÉ
Tableau A6-5 Ajouts aux réserves de gaz naturel commercialisable – Données historiques et projections de l'ONÉ
Tableau A6-6 Ajouts aux réserves de gaz naturel commercialisable à partir des appréciations et des nouvelles découvertes – Zones classiques – Projections de l'ONÉ
Tableau A6-7 Ajouts aux réserves de gaz naturel commercialisable – Zones classiques – Comparaison des points de vue des intervenants

Tableau A6-8 Capacité de livraison à partir des réserves établies – Comparaison des points de vue des intervenants
Tableau A6-9 Capacité de livraison des zones de production classiques – Réserves établies et ajouts de réserves – Comparaison des points de vue des intervenants
Tableau A6-10 Capacité de livraison des régions pionnières – Comparaison des points de vue des intervenants
Tableau A6-11 Capacité de livraison des zones classiques – Projection de l'ONÉ
Tableau A6-12 Capacité de livraison de toutes les sources – Projections de l'ONÉ
Tableau A6-13 Taux de raccordement des réserves de gaz – Projections de l'ONÉ
Tableau A6-14 Exportations de gaz naturel selon la licence – Projections de l'ONÉ
Tableau A6-15 Exportations de gaz naturel à court terme – Comparaison des points de vue des intervenants
Tableau A6-16 Exportations de gaz naturel – Données historiques et projections de l'ONÉ
Tableau A6-17 Données historiques – Demande primaire de gaz naturel – Canada
Tableau A6-18 Demande primaire de gaz naturel – Canada – Comparaison des points de vue des intervenants
Tableau A6-19 Données historiques – Offre et demande de gaz naturel – Canada
Tableau A6-20 Offre et demande de gaz naturel – Zones classiques – Projections de l'ONÉ

Annexe 7

Tableau A7-1 Données historiques – Production de pétrole brut et d'équivalents
Tableau A7-2 Données historiques – Réserves établies et production cumulative de pétrole brut conventionnel
Tableau A7-3 Capacité de production de pétrole brut et d'équivalents au Canada – Projections de l'ONÉ
Tableau A7-4 Pétrole brut naturel – Réserves établies et capacité de production par province – Projections de l'ONÉ
Tableau A7-5 Pétrole brut naturel – Réserves établies et capacité de production par gisement – Projections de l'ONÉ
Tableau A7-6 Additions annuelles aux réserves de pétrole brut léger conventionnel – Projections de l'ONÉ
Tableau A7-7 Capacité de production d'après les additions aux réserves de pétrole brut léger conventionnel – Projections de l'ONÉ
Tableau A7-8 Additions annuelles aux réserves de pétrole brut lourd conventionnel – Projections de l'ONÉ
Tableau A7-9 Capacité de production d'après les additions aux réserves de pétrole brut lourd conventionnel – Projections de l'ONÉ
Tableau A7-10 Potentiel ultime de pétrole brut conventionnel dans les régions productives classiques – Projections de l'ONÉ
Tableau A7-11 Hypothèses fondamentales de l'ONÉ pour convertir les additions aux réserves à la capacité de production
Tableau A7-12 Projets actifs ou planifiés concernant la récupération assistée de pétrole léger
Tableau A7-13 Offre des sables bitumineux – Projections de l'ONÉ
Tableau A7-14 Capacité de production de pétrole brut et d'équivalents – Comparaison des points de vue des intervenants
Tableau A7-15 Capacité de production de pétrole brut léger – Comparaison des points de vue des intervenants
Tableau A7-16 Capacité de production de pétrole brut lourd – Comparaison des points de vue des intervenants
Tableau A7-17 Capacité de production des réserves établies de pétrole brut léger – Comparaison des points de vue des intervenants
Tableau A7-18 Capacité de production des réserves établies de pétrole brut lourd – Comparaison des points de vue des intervenants
Tableau A7-19 Capacité de production d'après les évaluations futures et des nouvelles découvertes de pétrole brut léger conventionnel, excluant l'évaluation des réserves établies actuelles au moyen de la récupération assistée – Comparaison des points de vue des intervenants
Tableau A7-20 Capacité de production d'après les évaluations futures et des nouvelles découvertes de pétrole brut lourd conventionnel, excluant l'évaluation des réserves établies actuelles – Comparaison des points de vue des intervenants
Tableau A7-21 Capacité de production d'après les évaluations des réserves établies actuelles de pétrole brut léger au moyen de la récupération assistée – Comparaison des points de vue des intervenants
Tableau A7-22 Capacité de production d'après les évaluations des réserves établies actuelles de pétrole brut lourd, au moyen de la récupération assistée – Comparaison des points de vue des intervenants
Tableau A7-23 Capacité de production des exploitations des régions pionnières – Comparaison des points de vue des intervenants
Tableau A7-24 Capacité de production de pétrole synthétique – Comparaison des points de vue des intervenants

Tableau A7-25 Capacité de production de bitume brut des sables bitumineux, extraction minière et exploitation sur place – Comparaison des points de vue des intervenants
Tableau A7-26 Capacité de production de pentanes plus – Comparaison des points de vue des intervenants
Tableau A7-27 Additions annuelles aux réserves d'après l'évaluation future et les nouvelles découvertes de pétrole brut léger conventionnel, excluant l'évaluation des réserves établies actuelles au moyen de la récupération assistée – Comparaison des points de vue des intervenants
Tableau A7-28 Additions annuelles aux réserves d'après l'évaluation future et les nouvelles découvertes de pétrole brut lourd conventionnel, excluant l'évaluation des réserves établies actuelles au moyen de la récupération assistée – Comparaison des points de vue des intervenants
Tableau A7-29 Additions annuelles aux réserves d'après l'évaluation des réserves établies actuelles de pétrole brut léger au moyen de la récupération assistée – Comparaison des points de vue des intervenants
Tableau A7-30 Additions annuelles aux réserves d'après l'évaluation des réserves établies actuelles de pétrole lourd au moyen de la récupération assistée – Comparaison des points de vue des intervenants
Tableau A7-31 Données historiques – Demande primaire de pétrole au Canada
Tableau A7-32 Demande primaire de pétrole – Canada – Comparaison des points de vue des intervenants
Tableau A7-33 Demande totale de produits pétroliers – Canada et régions – Projections de l'ONÉ
Tableau A7-34 Besoins en charge d'alimentation des raffineries – Canada et régions – Projections de l'ONÉ
Tableau A7-35 Offre et demande de pétrole brut et d'équivalents pour le Canada – Projections de l'ONÉ

Annexe 8

Tableau A8-1 Données historiques – Production de liquides de gaz naturel
Tableau A8-2 Production de liquides de gaz naturel – Projections de l'ONÉ
Tableau A8-3 Approvisionnement d'éthane des usines de gaz – Comparaison des points de vue des intervenants
Tableau A8-4 Approvisionnement en propane des usines de gaz – Comparaison des points de vue des intervenants
Tableau A8-5 Approvisionnement en butanes des usines de gaz – Comparaison des points de vue des intervenants
Tableau A8-6 Approvisionnement en pentanes plus des usines de gaz – Comparaison des points de vue des intervenants
Tableau A8-7 Approvisionnement en propane des raffineries – Comparaison des points de vue des intervenants
Tableau A8-8 Approvisionnement en butanes des raffineries – Comparaison des points de vue des intervenants
Tableau A8-9 Production d'éthane par usines de gaz – Projections de l'ONÉ
Tableau A8-10 Production de propane par usines de gaz – Projections de l'ONÉ
Tableau A8-11 Production de butanes par usines de gaz – Projections de l'ONÉ
Tableau A8-12 Production de pentanes plus par usines de gaz – Projections de l'ONÉ
Tableau A8-13 Production de propane des raffineries – Projections de l'ONÉ
Tableau A8-14 Production de butanes des raffineries – Projections de l'ONÉ
Tableau A8-15 Licences d'exportation nettes de liquides de gaz naturel
Tableau A8-16 Demande d'utilisation finale d'éthane, de propane et de butanes par secteur – Canada – Projections de l'ONÉ
Tableau A8-17 Demande primaire en liquides de gaz naturel – Canada – Comparaison des points de vue des intervenants
Tableau A8-18 Offre et demande d'éthane – Projections de l'ONÉ
Tableau A8-19 Offre et demande en propane – Projections de l'ONÉ
Tableau A8-20 Offre et demande en butanes – Projections de l'ONÉ

Annexe 9

Tableau A9-1 Données historiques – Production de charbon
Tableau A9-2 Ressources et réserves houillères du Canada
Tableau A9-3 Production de charbon – Canada – Comparaison des points de vue des intervenants
Tableau A9-4 Demande primaire en charbon – Canada – Comparaison des points de vue des intervenants
Tableau A9-5 Production de charbon – Importations et exportations – Projections de l'ONÉ

Annexe 10

Tableau A10-1 Demande d'énergie primaire – Canada – Comparaison des points de vue des intervenants
Tableau A10-2 Sommaire de la demande globale d'énergie – Canada et régions
Tableau A10-3 Bilan global de l'énergie – Canada – Projections de l'ONÉ

Annexe A1-1
Liste des intervenants

Industrie du pétrole

Alberta and Southern Gas Co. Ltd.

Amoco Canada Petroleum Company Ltd.

Association pétrolière du Canada

Canadian-Montana Pipe Line Company

Chevron Canada Ltd.

Cigas Products Ltd.

Consolidated Natural Gas Limited

Dome Petroleum Limited

Gaz Inter-Cité Québec Inc.

Gaz Métropolitain, inc.

Greater Winnipeg Gas Company

Gulf Canada Limited

Husky Oil Operations Ltd. /NOVA, AN ALBERTA CORPORATION

Inter-City Gas Corporation

Mobil Oil Canada, Limited

Pan-Alberta Gas Ltd.

Panarctic Oils Ltd.

PanCanadian Petroleum Limited

Petro-Canada Inc.

Petromont Inc.

Petrosar

Polar Gas Project

Shell Canada Resources Limited

Société Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.

Société pétrolière impériale limitée

Suncor Inc.

Texaco Canada Inc.

The Consumers' Gas Company Ltd.

TransCanada PipeLines Limited

Ultramar Canada Inc.

Union Gas Limited

Westcoast Transmission Company Limited

Électricité

British Columbia Hydro and Power Authority

Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick

Commission d'énergie du nord canadien

Electric Utility Planning Council of Alberta

Hydro-Québec

L'énergie atomique du Canada limitée

Manitoba Hydro

Maritime Electric Company, Limited

Ontario Hydro

Principaux utilisateurs d'énergie

Air Canada

Algoma Steel Corporation, Limited

Canadien Pacifique

Cominco Ltd.

Dofasco Inc.

Ethyl Canada

Stelco Inc.

Gouvernements et organismes

Alberta Energy Resources Conservation Board
Canertech Inc.

Colombie-Britannique, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières
Commission de commercialisation du pétrole de l'Alberta
Ministère de l'énergie et des Mines de la Saskatchewan

Ministère de l'Énergie et de Ressources du Québec
Ministère de l'Énergie de l'Ontario
Province de la Nouvelle-Écosse, ministère des Mines et de l'énergie
Province du Nouveau-Brunswick
Terre-Neuve et Labrador, ministère des Mines et de l'Énergie

Associations et autres

Association canadienne des pâtes et du papier
Association des fabricants d'appareils électriques et électroniques du Canada
Association des consommateurs industriels du gaz

Association nucléaire canadienne
Friends of the Earth
Tidal Power Corporation

Annexe A1-2
Rapports de référence

"Audience relative au pipeline du Nord 1977"	Motifs de la décision relative au pipeline du Nord Relative à la Loi sur l'Office national de l'énergie; Et relative à une requête déposée par la Canadian Arctic Gas Pipeline Limited en vue de l'obtention d'un certificat de commodité et de nécessité publiques pour la construction et l'exploitation d'un gazoduc de gaz naturel. Et relative à des requêtes déposées par la Foothills Pipe Lines Ltd., la Westcoast Transmission Company Limited et l'Alberta Gas Trunk Line (Canada) Limited en vue de l'obtention de certificats de commodité et de nécessité publiques pour la construction de certains gazoducs de gaz naturel; Et relative à une requête déposée par l'Alberta Natural Gas Company Ltd. en vue de l'obtention d'un certificat de commodité et de nécessité publiques pour la construction et l'exploitation de certains prolongements de son gazoduc de gaz naturel; Et relative à un mémoire déposé par l'Alberta Gas Trunk Line Company; Et relative à des requêtes déposées par la Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd., la Westcoast Transmission Company Limited et l'Alberta Trunk Line (Canada) Limited en vue de l'obtention de certificat de commodité et de nécessité publiques pour la construction et l'exploitation de certains gazoducs de gaz naturel; Et relative à un mémoire déposé par l'Alberta Gas Trunk Line Company Limited – juin 1977.
"Motif de la décision, novembre 1979"	Office national de l'énergie, motifs de la décision relative à des requêtes déposées en vertu de la partie VI de la Loi sur l'Office national de l'énergie, par l'Alberta and Southern Gas Company Limited, la Canadian-Montana Pipe Line Company, la Colombia Gas Development of Canada Ltd., la Consolidated Natural Gas Ltd., la Niagara Gas Transmission Limited, la Pan-Alberta Gas Ltd., la ProGas Limited, la Sulpetro Limited, la TransCanada PipeLines Limited, la Westcoast Transmission Company Limited, – novembre 1979
"Rapport de l'ONÉ 1981"	Offre et demande d'énergie au Canada – de 1980 à 2000, Office national de l'énergie, juin 1981
"Motif de la décision, janvier 1983"	Office national de l'énergie, motifs de la décision relative à la phase II – Phase de la licence et Phase III – Phase des excédents, de l'audience générale sur les exportations de gaz, 1982 et relative à des requêtes déposées en vertu de la partie VI de la Loi sur l'Office national de l'énergie par l'Alberta and Southern Gas Co. Ltd., Canadian-Montana Pipe Line Company, Carter Energy Limited, Columbia Gas Development of Canada Ltd., Consolidated Natural Gas Limited, Dome Petroleum Limited, Kanngaz Porducers Ltd., Niagara Gas Transmission Limited, Ocelot Industries Ltd., Pan-Alberta Gas Ltd., Progas Limited, Rim Gas Ltd., Sulpetro Limited, TransCanada Pipelines Limited, TransContinental Gas Pipe Line Corporation, Union Gas Limited, Westcoast Transmission Company Limited, – janvier 1983
"Rapport AERCB 84-18	Réserves de pétrole brut, de gaz naturel, de liquides du gaz naturel et de soufre en Alberta en décembre 1983.
APGTC	Rapport annuel 1983, Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada
Data Resources	Revue canadienne, printemps 1984, Data Resources of Canada

Informetrica	Atelier 1-84, avril 1984, Informetrica
Institute for Policy Analysis	Étude de politique n° 84-2, avril 1984, Institute for Policy Analysis, université de Toronto
Ministère de l'Énergie de l'Ontario	Demande potentielle de tourbe, juin 1983
Ministère des Transports	Prévisions du transport du fret et des passagers – analyse économique du directeur général, planification stratégique, Transports Canada

Annexe A1-3
Abréviation des noms

"ACIG"	Association des consommateurs industriels de gaz
"ACPP"	Association canadienne des pâtes et papier
"AERCB"	Alberta Energy Resources Conservation Board
"A & S"	Alberta and Southern Gas Co. Ltd.
"AFEEC"	Association des fabricants d'appareils électriques et électroniques du Canada
"Algoma"	Algoma Steel Corporation, Ltd.
"Amoco"	Amoco Canada Petroleum Company Ltd.
"ANC"	Association nucléaire canadienne
"APC"	Association pétrolière du Canada
"APGTC"	Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada
"B.C. Hydro"	British Columbia Hydro and Power Authority
"Canadian Montana"	Canadian-Montana Pipe Line Company
"Canertech"	Canertech Inc.
"C.-B."	Ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières, province de la Colombie-Britannique
"CCPA"	Commission de commercialisation du pétrole de l'Alberta
"CEEN-B	Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick
"CENC"	Commission d'énergie du Nord canadien
"Chevron"	Chevron Canada Limited
"Cigas"	Cigas Products Ltd.
"Cominco"	Cominco Ltd.
"Consolidated"	Consolidated Natural Gas Limited
"Consumers"	The Consumers' Gas Company Ltd.
"CP"	Canadien Pacifique
"Dofasco"	Dofasco Inc.
"Dome"	Dome Petroleum Limited
"EACL"	Énergie atomique du Canada Limitée
"EMR"	Énergies, Mines et Ressources
"EUPC"	Electric Utility Planning Council of Alberta
"Friends of the Earth" ou "Soft Energy Study"	Présentation intitulée "2025: Soft Energy Futures for Canada" (Étude sur l'énergie douce)
"GIC"	Gaz Inter-Cité Québec Inc.
"GMi"	Gaz Métropolitain, inc.
"Gulf"	Gulf Canada Limited/Gulf Canada Resources Inc.
"GWG"	Greater Winnipeg Gas Company
"Husky"	Husky Oil Operations Limited
"Husky/NOVA"	Présentation conjointe de Husky Oil Operations Ltd. et de NOVA, AN ALBERTA CORPORATION
"ICG"	Inter-City Gas Corporation
"Impériale"	Société pétrolière impériale Limitée
"Manitoba Hydro"	The Manitoba Hydro-Electric Board
"Maritime Electric"	Maritime Electric Company Ltd.
"Mobil"	Mobil Oil Canada, Ltd.
"Nouveau-Brunswick"	Secrétariat à l'énergie, gouvernement du Nouveau-Brunswick
"Nouvelle-Écosse"	Ministère des Mines et de l'Énergie, province de la Nouvelle-Écosse
"NOVA"	NOVA, AN ALBERTA CORPORATION
"Office" ou "ONÉ"	Office national de l'énergie

"Ontario"	Ministère de l'Énergie, province de l'Ontario
"OPEP"	Organisation des pays exportateurs de pétrole
"Pan Alberta"	Pan-Alberta Gas Ltd.
"Panarctic"	Panarctic Oils Ltd.
"Pan Canadian"	Pan Canadian Petroleum Limited
"Petro-Canada"	Petro-Canada Inc.
"Petromont"	Petromont Inc.
"Petrosar"	Petrosar Limited
"Polar"	Project Polar Gas
"ProGas"	ProGas Limited
"Québec"	Ministère de l'Énergie et des Ressources, Gouvernement du Québec
"Saskatchewan"	Ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources de la Saskatchewan
"Shell"	Shell Canada Limited/Shell Canada Resources Limited
"Stelco"	Stelco Inc.
"Suncor"	Suncor Inc.
"Syncrude"	Syncrude Canada Ltd.
"TCPL"	TransCanada PipeLines Limited
"Terre-Neuve"	Ministère des Mines et de l'Énergie, gouvernerment de Terre-Neuve et du Labrador
"Texaco"	Texaco Canada Inc.
"Tidal"	Tidal Power Corporation
"TQM"	Société Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.
"Ultramar"	Ultramar Canada, Inc.
"Union"	Union Gas Limited
"WTCL"	Westcoast Transmission Company Limited

Abréviations des termes

API	American Petroleum Institute
GNL	Gaz naturel liquéfié
GNV	Gaz naturel pour véhicules
GPL	Gaz de pétroles liquéfiés
HPE	Hors de portée économique
LGN	Liquides de gaz naturel
PDR	Produit domestique réel
PEN	Programme énergétique national
PNB	Produit national brut
RAP	Récupération assistée du pétrole

Annexe A1-4
Définitions

Additions aux réserves

Accroissement des réserves établies à la suite de la découverte de nouveaux gisements et de l'évaluation des réserves.

°API – Degrés API

Mesure relative de la densité spécifique des pétroles bruts. Les pétroles bruts ayant une valeur de degrés en °API plus élevée, ont une densité spécifique plus faible.

Biomasse

Matières organiques utilisées en vue de produire de l'énergie, notamment le bois, les déchets des récoltes, les déchets solides des municipalités et les déchets d'usines.

Bitume

Voir "bitume brut"

Bitume brut

Mélange visqueux naturel qui se compose principalement d'hydrocarbures plus lourds que le pentane; il peut contenir des composés sulfureux et d'autres minéraux, et son état visqueux naturel ne permet pas de le récupérer économiquement au moyen d'un puits.

Capacité (électricité)

La quantité maximale de puissance que peut produire, utiliser ou transférer, une machine ou un appareil, exprimée en kilowatt ou en un multiple de ce dernier.

Capacité d'approvisionnement

Le taux estimé auquel le gaz naturel, selon des conditions normales de température et de pression, peut être tiré d'un puits, d'un gisement ou d'une autre formation, sans contraintes posées par la demande, compte tenu des caractéristiques du gisement, des considérations économiques, des limites en matière de contrat et de réglementation, de la faisabilité du forage intercallaire et/ou de l'addition de compression, de la disponibilité d'installations de traitement et des pertes potentielles attribuables aux pannes mécaniques.

Capacité de livraison

Voir "possibilités de livraison"

Capacité de pointe

Équipement de production d'électricité qui est disponible de façon à répondre à la portion de la charge qui n'est demandée que pendant quelques heures au cours d'une journée.

Capacité de production

Le taux estimé auquel on peut produire du pétrole brut ou du bitume brut à partir d'un puits, d'un gisement ou d'une autre formation, sans restrictions posées par la demande, compte tenu des caractéristiques du gisement, des considérations économiques, des limites en matière de réglementation, de la faisabilité du forage intercalaire, de la disponibilité d'installations de collecte, de traitement et de transport, et des pertes potentielles attribuables aux pannes mécaniques.

Capacité de production de la charge de base

Équipement de production d'électricité qui fonctionne pour répondre à la charge pendant la majeure partie de l'année.

Capacité de transfert

La capacité globale des lignes internationales ou interprovinciales d'électricité, ainsi que les installations des réseaux électriques connexes, à transférer la puissance et l'énergie d'un réseau électrique à un autre.

Capacité disponible (électricité)

La somme de la capacité installée dans un réseau, en plus des achats garantis.

Capacité inutilisée

Capacité de production inutilisée des gisements ou des régions de pétrole et de gaz.

Capacité restante (électricité)

La différence entre la capacité disponible et la demande de pointe du réseau. La capacité restante comprend la marge de la capacité disponible pour tenir compte de l'entretien prévu, des interruptions d'urgence, des besoins pour l'exploitation du réseau et des charges imprévues. Sur une base nationale, ceci représente la différence entre la somme de la capacité disponible nette des divers réseaux au Canada et la somme des demandes de pointe des réseaux, sans provision pour la diversité du temps entre les charges des nombreux réseaux.

Charge d'alimentation

Matière première qui alimente une raffinerie ou une usine pétrochimique.

Condensats

Dans ce rapport, synonymes de pentanes plus.

Coproduction

Une installation qui peut produire à la fois de la vapeur pour le chauffage ainsi que de l'électricité, résultant en une amélioration globale de l'efficacité de la conversion.

Coût d'achat en raffinerie

Le prix après livraison du pétrole brut à la raffinerie, incluant tous les frais de transport jusqu'à ce lieu, la redevance d'indemnisation pétrolière et la redevance spéciale de canadianisation.

Coût social de l'approvisionnement

La somme des frais d'immobilisation et d'exploitation par unité de production, excluant les redevances, les taxes, les subventions ou les primes d'encouragement, escomptée à un taux réel de 10 pour cent, soit le coût social d'opportunité estimé des immobilisations au Canada.

Cycle de vie fixe

La période du cycle productif d'une ressource au cours de laquelle la production est maintenue à un taux constant.

Déchet de bois

Combustible composé d'écorces, de sciures, de copeaux, de bois de basse qualité et de rebuts de bois provenant de l'exploitation d'usines de pâtes et papiers, de scieries et d'usines de contre-plaqué.

Déchets de bois

Désigne les déchets de bois et les liqueurs de pulpe.

Demande d'énergie pour utilisation finale (ou demande d'énergie secondaire)

Énergie utilisée par les consommateurs ultimes aux fins résidentielles, commerciales, industrielles et de transport, et les hydrocarbures utilisés à des fins non énergétiques comme les charges d'alimentation pétrochimique.

Demande d'énergie primaire

Représente le besoin total pour toutes les utilisations d'énergie au Canada, y compris l'énergie utilisée par le dernier consommateur, les utilisations intermédiaires d'énergie lors du transfert d'une forme d'énergie à une autre (par exemple le charbon en électricité), et l'énergie utilisée par les fournisseurs en vue d'offrir l'énergie au marché (par exemple, le combustible pour pipeline).

Par définition:
La demande d'énergie primaire
= demande d'énergie pour utilisation finale
+ l'utilisation d'énergie pour approvisionner l'industrie
– la demande d'électricité et de vapeur
+ l'énergie utilisée pour produire de l'électricité et de la vapeur
+ les autres pertes de conversion

Voir le chapitre 10 qui traite des méthodes utilisées pour calculer la demande d'énergie primaire.

Demande de pointe (électricité)	Le niveau le plus élevé de puissance que peuvent demander des clients dans un réseau d'électricité, au cours d'une période précise, ordinairement un an, (c'est-à-dire dans un service public important, un service public plus petit ou une industrie particulière produisant soi-même l'électricité). La demande de pointe se calcule en kilowatt ou en multiples de kilowatt.
Distillats moyens	La gamme des produits pétroliers raffinés qui comprend le kérosène, le mazout domestique, le combustible diesel et le mazout léger.
Énergie garantie	Énergie électrique pouvant être disponible en tout temps au cours de la période couverte par une entente.
Énergie interruptible	Puissance ou énergie électrique rendue disponible aux termes d'une entente qui permet de réduire ou d'interrompre la livraison, à la discrétion du fournisseur.
Énergie solaire – système actif	Systèmes de captage d'énergie solaire qui transfèrent la chaleur du rayonnement solaire captée au moyen de dispositifs mécaniques.
Énergie solaire – système passif	Systèmes de captage d'énergie solaire qui capte le rayonnement solaire directement pour le chauffage des locaux, de l'eau ou à d'autres fins semblables, sans l'apport de dispositifs mécaniques.
Évaluation des réserves	Accroissement des réserves établies en raison de l'extension des gisements actuels et de la réévaluation des estimations des réserves antérieures.
Exportations d'électricité	Transfert de puissance ou d'énergie d'un réseau public canadien à un réseau américain. Cette exportation nécessite l'approbation de l'ONÉ.
Facteur de charge	Rapport entre la charge moyenne au cours d'une période désignée et la charge maximale produite pendant cette même période, exprimée en pourcentage.
Forage intercalaire	Procédé de forage de puits additionnels dans les limites définies d'un gisement de gaz ou de pétrole.
Gaz associé	Gaz naturel habituellement désigné par l'expression "chapeau de gaz" qui recouvre directement le pétrole brut d'un gisement.
Gaz de pétrole liquéfiés (GPL)	Dans le présent rapport, ce terme désigne les hydrocarbures tels que le propane et les butanes ou des mélanges de ceux-ci.
Gaz en solution	Gaz naturel en solution dans le pétrole brut dans le gisement, aux conditions initiales du gisement et qui est habituellement produit avec le pétrole brut.
Gaz naturel brut	Gaz naturel non traité.
Gaz naturel commercialisable	Gaz naturel qui répond aux normes concernant l'utilisation finale.
Gaz naturel synthétique (GNS)	Gaz naturel extrait des liquides de pétrole, du charbon ou du bois.
Gaz non associé	Gaz naturel qui n'est pas en contact avec le pétrole brut d'un gisement.

Gazéification du bois	La production de gaz naturel synthétique à partir du bois.
Gazéification du charbon	La production de gaz naturel synthétique à partir du charbon.
Indice du cycle de vie des réserves	Réserves restantes divisées par la production annuelle.
Injection d'eau	Procédé de récupération assistée qui consiste à injecter de l'eau dans un gisement de pétrole afin d'en augmenter la récupération.
Injection de dioxyde de carbone (CO_2)	Procédé de récupération assistée selon lequel on injecte du gaz carbonique dans un gisement de pétrole afin d'augmenter la récupération.
Injection de fluides miscibles	Procédé de récupération assistée par lequel on injecte un fluide capable de se dissoudre entièrement dans le pétrole, dans un gisement afin d'augmenter la récupération.
Injection de produits chimiques	Procédé de récupération assistée selon lequel on injecte de l'eau, additionnée de produits chimiques dans un gisement de pétrole afin d'augmenter la récupération.
Injection de solvant miscible	Voir "Injection de fluides miscibles"
Intensité de l'énergie	Dans les secteurs industriel, commercial et des transports autres que les automobiles, l'intensité énergétique désigne la quantité d'énergie par unité de production. Dans le secteur résidentiel, il s'agit de l'énergie utilisée par ménage, et, en ce qui concerne les automobiles, l'énergie utilisée par voiture. L'énergie totale pour utilisation finale par unité de PNB représente une mesure de l'efficacité de l'utilisation de l'énergie dans l'ensemble de l'économie.
Liquéfaction du bois	La production de liquides (par exemple le méthanol) tirés du bois.
Liquéfaction du charbon	La production de pétrole brut synthétique ou d'un combustible liquide connexe à partir du charbon.
Liqueur de pulpe (connue sous le nom de liqueur résiduaire ou de liqueur noire)	Substance renfermant surtout de la lignine, d'autres constituants du bois, et des produits chimiques, se trouvant dans les sous-produits de la fabrication de la pâte chimique. Elle peut être brûlée pour produire de la vapeur ou de l'électricité, par la production thermique.
Liquides de gaz naturel (LGN)	Ces liquides englobent les hydrocarbures, l'éthane, le propane, les butanes et les pentanes plus ou une combinaison de ceux-ci.
Mazout léger	Dans ce rapport, le terme mazout léger désigne le fuel oil domestique (mazout n° 2), le kérosène et le combustible domestique (mazout n° 1). Le fuel oil domestique est le mazout léger le plus utilisé au Canada.
Mazout lourd	Dans le présent rapport, le terme mazout lourd désigne le mazout de soute de catégorie n^{os} 5 et 6 et le mazout industriel n° 4.
Pentanes plus	Un liquide qui se compose essentiellement de pentanes et d'hydrocarbures plus lourds.

Perméabilité	Une mesure de la capacité d'une roche réservoir à laisser filtrer les fluides.
Pétrole brut et hydrocarbures équivalents	Appelé parfois "pétrole brut et équivalents", comprend le pétrole brut léger et lourd, les pentanes plus et le pétrole brut synthétique.
Pétrole brut expérimental	Pétrole brut provenant des projets pilotes visant l'étude de nouvelles techniques en matière de récupération.
Pétrole brut léger	Terme désignant les pétroles bruts à densité inférieure. L'annexe A7-5 montre la production des circuits de pétrole brut qui sont inclus dans la catégorie de pétrole brut léger de l'ONÉ.
Pétrole brut lourd	Terme désignant le pétrole brut à densité élevée. L'annexe A7-5 indique la production des circuits de pétrole brut qui sont inclus dans la catégorie de brut lourd de l'ONÉ.
Pétrole brut synthétique	Pétrole brut obtenu par le traitement du bitume brut.
Possibilités de livraison	Terme général utilisé pour définir la capacité de production de gaz naturel d'un puits, d'un gisement ou d'une autre formation.
Potentiel ultime	Une évaluation des réserves établies initiales, qui prévoit-on auront été découvertes dans une région lorsque tous les travaux de recherche et de mise en valeur auront cessé, compte tenu des caractéristiques géologiques de cette région et des facteurs économiques et technologiques prévus. Le potentiel ultime englobe la production cumulative, les réserves établies restantes et les additions futures à la suite de l'extension et de la révision des gisements actuels et de la découverte de nouveaux gisements.
Prix mondial du pétrole	Dans ce rapport, le terme désigne le prix de vente officiel du pétrole brut étalon de l'OPEP (Pétrole léger d'Arabie Saoudite 34° API).
Procédés thermiques	Procédés de récupération assistée du pétrole par lesquels on ajoute de la chaleur au gisement afin d'augmenter la récupération.
Procédés thermo-mécaniques de la production de pâtes (PTMP)	L'énergie mécanique produite par l'électricité sert à raffiner par la vapeur les copeaux de bois pour produire de la pulpe. La vapeur récupérée peut servir au chauffage de locaux ou au séchage des fibres de pulpe.
Production d'électricité	Procédé utilisé pour produire de l'énergie électrique. Dans le présent rapport, ce terme inclut la quantité de cette énergie, calculée en kilowatt-heure ou un multiple de ce dernier, que des éléments individuels de production ou des groupes d'éléments de production peuvent raisonnablement produire en un an. La détermination de la production d'énergie électrique prend en considération divers facteurs notamment le type de service pour lequel les éléments de production ont été conçus (c'est-à-dire, charge de pointe ou de base), la disponibilité des combustibles, le coût des combustibles, les niveaux d'eau de la rivière et les considérations environnementales.
Production hydro-électrique	Générateur électrique entraîné par une turbine hydraulique.
Production non classique	Production d'électricité par tous les autres moyens que la production hydro-électrique, la production thermique utilisant le combustible nucléaire, le charbon, le pétrole ou le gaz naturel, la production des turbines à gaz utilisant le pétrole et le gaz naturel, ou la production par combustion interne. Par exemple, l'énergie solaire et l'énergie éolienne.

Production thermique	Conversion d'énergie par laquelle le combustible sert à la production d'énergie thermique qui est ensuite convertie en énergie mécanique puis en électricité dans un générateur. Il peut s'agir, ordinairement, de charbon, de pétrole, de gaz ou d'uranium (nucléaire).
Projet de recyclage de gaz	Projet où l'on réinjecte, dans un gisement, totalement ou partiellement, du gaz naturel produit après en avoir retiré les liquides du gaz naturel.
Purge rapide	Production de gaz à partir du chapeau de gaz d'un gisement de pétrole après l'épuisement de ce dernier, ou à partir d'un gisement de gaz de recyclage après la cessation du recyclage.
Récupération assistée du pétrole (ou récupération assistée)	Voir "Récupération – assistée"
Récupération en place	Technique de récupération du bitume brut des sables pétrolifères, autrement que par l'exploitation à ciel ouvert.
Récupération primaire	Voir "Récupération – primaire"
Récupération – Primaire	Le volume de pétrole brut récupérable dans un gisement uniquement au moyen de méthodes naturelles d'épuisement.
– Secondaire	Les volumes additionnels de pétrole brut récupérables dans un gisement au moyen de techniques du maintien de la pression telles l'injection d'eau ou de gaz.
– Tertiaire	Les volumes additionnels de pétrole brut récupérables dans un gisement, au moyen d'autres techniques que la méthode naturelle d'épuisement et le maintien de pression.
– Assistée	Les volumes additionnels de pétrole brut récupérables dans un gisement, au moyen d'une technique d'exploitation différente de la méthode naturelle d'épuisement; la technique d'exploitation utilisée pour obtenir ce volume additionnel. La récupération assistée comprend la récupération secondaire et tertiaire.
Récupération secondaire	Voir "Récupération – secondaire"
Récupération tertiaire	Voir "Récupération – tertiaire"
Régions classiques (ou traditionnelles)	En général, les provinces de l'Ouest, le sud-ouest de l'Ontario, la partie méridionale du Yukon et des Territoires du Nord-Ouest.
Régions pionnières	En général, les régions au nord et au large des côtes du Canada.
Régions productives classiques	Même définition que "régions classiques"
Rendement du combustible (rendement à la pointe du brûleur)	Rapport de l'extrant de l'énergie utile que l'on obtient lorsqu'on brûle un combustible à l'intrant théorique du contenu énergétique du combustible en question. Le rendement d'un combustible de chauffage est inférieur à 100 pour cent, car l'air chaud sert à la combustion et qu'il faut faire évacuer l'échappement. Dans d'autres applications, le rendement du combustible n'atteint pas 100 pour cent en partie en raison de la production de chaleur perdue.

Réserves établies	Désignent les réserves récupérables (pétrole et gaz), compte tenu de la technologie courante et des conditions économiques actuelles et prévues, dont l'existence est prouvée par des forages, des essais ou leur exploitation, réserves auxquelles s'ajoutent les réserves récupérables contiguës dont l'existence est assez certaine d'après les renseignements géologiques, géophysiques ou provenant d'autres sources analogues.
Réserves établies initiales	Réserves établies avant la déduction de toute production.
Réserves établies restantes	Réserves établies initiales moins la production cumulative.
Réserves hors de portée économique	Réserves établies qui, en raison de leur importance, de leur emplacement ou de leur composition ne sont pas considérées économiquement viables pour le moment.
Réserves reportées	Réserves établies de gaz naturel qui, pour une raison particulière, habituellement en raison de recyclage ou de maintien de la pression, ne sont pas actuellement exploitées pour le marché.
Sables pétrolifères ou sables bitumineux	Gisements de sables, de grès ou d'autres roches sédimentaires qui renferment du bitume brut.
Système combiné	Système de chauffage qui utilise deux combustibles de sources d'énergie différentes. Les systèmes les plus courants utilisent le pétrole et l'électricité.
Taux d'extraction	Taux quotidien moyen de la production de gaz naturel par rapport au volume des réserves établies initiales attribué à un ou plusieurs gisements d'où le gaz est tiré. Par exemple, 1:7 300 représente une production quotidienne d'une unité pour 7 300 unités de réserves établies initiales.
Technique de l'arc sous plasma	Utilisation d'arcs électriques dans un four à arc sous plasma, pour produire efficacement des températures très élevées destinées à des utilisations telles que le soudage et le revêtement des métaux et le séchage industriel.
Tête du puits	Désigne spécifiquement l'équipement utilisé pour contrôler un puits à partir de la surface. De façon générale, ce terme sert à préciser un point de référence ou de livraison dans le réseau de production.
Transport	Le mouvement ou le transfert d'électricité entre deux points d'un réseau d'électricité et entre les réseaux.
Usine de chevauchement	Usine de traitement du gaz naturel, située le long d'un réseau principal pour le transport du gaz, qui extrait les LGN du circuit du gaz.

Annexe A1-5
Facteurs de conversion

Préfixes

Préfixe	Multiple	Symbole
kilo-	10^3	k
méga-	10^6	M
giga-	10^9	G
téra-	10^{12}	T
péta-	10^{15}	P
exa-	10^{18}	E

Unités équivalentes impériales

Métrique	Impériale
1 mètre cube de pétrole	
(15°C et 922 Kg/m^3)	= 6,292 26 barils (60°F et 22°API)
(15°C et 855 Kg/m^3)	= 6,292 58 barils (60°F et 34°API)
(15°C et 739 Kg/m^3)	= 6,294 03 barils (pression d'équilibre, 60°F et 60°API)
1 mètre cube de gaz naturel (101,325 kilopascals et 15°C)	= 35,301 01 pieds cube (14,73 psia et 60°F)
1 mètre cube d'éthane (pression d'équilibre et 15°C)	= 6,330 barils d'éthane (pression d'équilibre et 60°F)
	= 9,930 milliers de pieds cubes de gaz d'éthane (14,73 psia et 60°F)
1 mètre cube de propane (pression d'équilibre et 15°C)	= 6,300 0 barils de propane (pression d'équilibre et 60°F)
1 mètre cube de butanes (pression d'équilibre et 15°C)	= 6,296 8 barils de butanes (pression d'équilibre et 60°F)
1 tonne	= 1,102 311 tonne courte
1 kilojoule	= 0,948 213 3 unité thermique britannique (Btu)

Facteurs du contenu brut d'énergie

Gaz naturel		
C.-B. – intérieur	39,10	MJ/m³
– Huntingdon	39,10	MJ/m³
– Kingsgate	37,65	MJ/m³
– Grassy Point	38,20	MJ/m³
Alberta – intérieur	38,80	MJ/m³
– Cardston	37,65	MJ/m³
– Aden	36,06	MJ/m³
Est de l'Alberta	37,65	MJ/m³
Éthane (liquide)	18,36	GJ/m³
Propane (liquide)	25,53	GJ/m³
Butanes (liquide)	28,62	GJ/m³
Pétrole brut		
Léger et Moyen	38,51	GJ/m³
Lourd	40,90	GJ/m³
Pentanes plus	35,17	GJ/m³
Charbon		
Bitumineux	29,30	GJ/tonne
Sous-bitumineux	19,76	GJ/tonne
Lignite	15,35	GJ/tonne
Usage intérieur moyen	24,00	GJ/tonne
Produits pétroliers		
Essence d'aviation	33,52	GJ/m³
Essence pour moteur	34,66	GJ/m³
Charges d'alimentation pétrochimique	35,17	GJ/m³
Utilisation spéciale du naphta	35,17	GJ/m³
Carburéacteur	35,93	GJ/m³
Kérosène	37,68	GJ/m³
Diesel	38,68	GJ/m³
Mazout léger	38,68	GJ/m³
Lubrifiants et graisses	39,16	GJ/m³
Mazout lourd	41,73	GJ/m³
Gaz de distillat	41,73	GJ/m³
Asphalte	44,46	GJ/m³
Coke de pétrole	42,38	GJ/m³
Autres produits	39,82	GJ/m³

Électricité

Secondaire	3,6	MJ/kwh
Primaire	10,5	MJ/kwh

Annexe A1-6

le 14 octobre 1983
Dossier 1071-3

Aux: Parties intéressées

Objet: *Mise à jour par l'ONÉ de l'énergie au Canada – offre et demande, 1983 à 2005.*

L'Office national de l'énergie publie de temps à autre des rapports soulignant les perspectives de l'offre et de la demande des formes d'énergie les plus importantes au Canada. Le dernier de ces rapports fut terminé en juin 1981, suite à une enquête sur cette question.

L'Office n'a pas l'intention de tenir une autre enquête en ce moment. Toutefois, à la lumière des changements considérables qui ont eu lieu sur les marchés intérieurs et internationaux de l'énergie, il serait souhaitable de mettre à jour les prévisions de 1981. L'Office a ainsi décidé que son personnel réaliserait une mise à jour et publiera un rapport à cet effet. Afin d'expédier et de simplifier le processus, l'Office a décidé qu'il serait préférable dans les circonstances que les parties intéressées soumettent leurs opinions directement au personnel de l'ONÉ, plutôt que de tenir des audiences publiques qui prennent beaucoup de temps, afin de fournir une base pour la mise à jour de la perspective de l'offre et de la demande en énergie.

Nous souhaitons par la présente obtenir votre participation dans cette mise à jour. Étant donné que nous prévoyons terminer l'étude et publier un rapport du personnel vers le début de l'été 1984, vous devez soumettre vos mémoires écrits avant le 16 janvier 1984. N'hésitez pas à communiquer avec le personnel de l'Office en tout temps pendant le processus de mise à jour, afin d'obtenir des précisions, des directives ou pour discuter d'une question quelconque. Votre mémoire sera étudié par le personnel de l'Office et fera l'objet d'une discussion s'il y a lieu, vers le début de 1984.

La préparation d'une prévision sérieuse en matière d'énergie à long terme est particulièrement difficile: nous ne savons quand ni dans quelle mesure les grandes économies industrielles sortiront de la récession la plus grave de la période après guerre; beaucoup d'incertitudes entourent l'orientation éventuelle qu'emprunteront les prix du pétrole sur le marché mondial, et, parce que l'adaptation aux augmentations importantes du prix de l'énergie des années 1970 se poursuit encore, on ne sait dans quelle mesure la chute de la demande en énergie observée récemment se rattache à la baisse de l'activité économique, aux augmentations des prix des années 1970 ou à d'autres facteurs. Par conséquent, il nous semble approprié de tenter de réaliser une évaluation des incertitudes associées à la perspective d'avenir de l'offre et de la demande en énergie. Nous vous demandons plus précisément de nous fournir votre analyse et votre opinion bien étayée, en ce qui concerne:

1. la perspective d'avenir la plus vraisemblable concernant l'offre et la demande en énergie au Canada jusqu'en l'an 2005;
2. l'effet sur votre prévision des prix des énergies de remplacement et des hypothèses de la croissance économique; et
3. certaines questions dont le personnel de l'Office croit qu'elles pourraient influencer les estimations de l'offre et de la demande dans la conjoncture actuelle.

Le détail des grandes lignes des questions comme nous les envisageons ainsi que les méthodes que nous proposons pour réaliser l'étude sont compris dans les lignes directrices ci-jointes. Votre mémoire écrit ainsi que les échanges ultérieurs d'opinions aideront le personnel de l'Office dans ces questions difficiles.

Tous les mémoires seront considérés comme documents publics et pourront être consultés à la bibliothèque de l'Office national de l'énergie, 473, rue Albert, Ottawa, ainsi qu'au bureau de l'Office à Calgary au 4500, 16e Avenue N.-O.. Il n'est pas nécessaire de signifier un exemplaire de votre mémoire aux autres parties; cependant, vous devez en fournir 20 exemplaires au personnel de l'Office, par l'entremise du Bureau du Secrétaire. En ce qui concerne la documentation technique se rapportant à l'approvisionnement en pétrole, 5 exemplaires suffiront. Si vous avez l'intention de participer à cette mise à jour, veuillez nous l'indiquer le plus tôt possible.

Veuillez croire à l'assurance de mes sentiments les meilleurs.

Le Secrétaire

G. Yorke Slader

P.J.

Liste des parties invitées à présenter des mémoires en réponse à la mise à jour de l'ONÉ de l'énergie au Canada – offre et demande, 1983 à 2005

Industries pétrolières

Alberta and Southern Gas Co. Ltd.
Amoco Canada Petroleum Company Ltd.
ATS Exploration Limited
Association canadienne du gaz
Association des sociétés pétrolières indépendantes du Canada
Association pétrolière du Canada
B.P. Canada , inc.
BP Exploration Canada Limitée
Canadian Hunter Exploration Ltd.
Canadian Montana Pipe Line Company
Canadian Western Natural Gas
Canterra Energy Ltd.
Chevron Canada Limited et Chevron Standard Limited
Cigas Products
Columbia Gas Development of Canada Ltd.
Consolidated Natural Gas Limited
Consumers Cooperative Refineries Ltd.
Consumers' Gas Company Ltd.
Dome Petroleum Limited
Gaz Inter-Cité Québec Inc.
Gaz Métropolitain, inc.
Gulf Canada Ltée.
Gulf Canada Resources Inc.
Home Oil Company Limited
Husky Oil Operations Ltd.
Irving Oil Limited
KannGaz Producers Ltd.
La Compagnie pétrolière Impériale Limitée, Esso Ressources.
La Corporation du gaz Inter-cité
Mobil Oil Canada, Ltd.
Murphy Oil Company Ltd.
Niagara Gas Transmission Limited
Norcen Energy Resources Limited
Northwest Utilities
NOVA, AN ALBERTA CORPORATION
Ocelot Industries Ltd.
Pan-Alberta Gas Ltd.
Panarctic Oils Ltd.
PanCanadian Petroleum Limited
Pétro-Canada
Pétromont
Pétrosar
Polar Gas Limited
ProGas Limited
Propane Gas Association of Canada Inc.
Ranchmen's Resources (1976) Ltd.
Shell Canada Ltée.
Shell Canada Resources Ltd.
SOQUIP
Sulpetro Limited
Suncor Incorporated
Texaco Canada Incorporated
TransCanada PipeLines Limited
Turbo Ressources
Ultramar
Union Carbide Canada Limited
Union Gas Limited
Westcoast Transmission Company Limited

Industries de l'électricité

Abitibi
Alberta Power
Algoma Steel
British Columbia Hydro and Power Authority
Canadian Utilities Limited
Cominco
Commission d'énergie du Nord canadien
Commission d'énergie électrique de la Saskatchewan
Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick
Edmonton Power
Fraser Inc.
Great Lakes Power
Hydro-Québec
Manitoba Hydro
Maritime Electric Company Ltd.
Newfoundland and Labrador Hydro
Newfoundland Light and Power Company Limited
Nova Scotia Power Corporation
Ontario Hydro
TransAlta Utilities Corporation

Principaux consommateurs d'énergie

Air Canada
Alcan Aluminium Ltd.
Canada Cement Lafarge
Canadian Industries Ltd.
Canadian International Paper Inc.
Canadien Pacifique Ltée
Cynamid Canada Ltd.
Dofasco
Ethyl Canada
Irving Pulp and Paper Ltd
McMillan and Bloedel
Mines Noranda
Stelco

Gouvernements et organismes

Alberta Energy Resources Conservation Board
Commission de commercialisation pétrolière de l'Alberta
Gouvernement de l'Île-du-Prince-Édouard
Manitoba Energy Council
Ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières de la province de la Colombie Britannique
Ministère de l'énergie et des ressources, gouvernement du Québec
Ministère de l'énergie, province de l'Ontario
Ministère des Mines et de l'Énergie, province de la Nouvelle-Écosse
Ministère des Mines et de l'Énergie, province de Terre-Neuve et du Labrador
Ministère des ressource minérales, province de la Saskatchewan
Ressources énergétiques et naturelles, gouvernement de l'Alberta
Secrétariat de l'énergie, gouvernement du Nouveau-Brunswick

Associations et autres

Association canadienne de l'électricité
Association canadienne de l'habitation et du développement urbain (ACHDU)
Association canadienne de l'industrie solaire Inc
Association canadienne des consommateurs
Association canadienne des manufacturiers de véhicules moteurs
Association canadienne des producteurs d'électricité
Association canadienne des producteurs de pâtes et papier

Association canadienne du camionnage
Association charbonnière canadienne
Association des consommateurs industriels de gaz
Association des principaux consommateurs d'électricité de l'Ontario
Association nucléaire canadienne
Chemical Producers Association
Comité canadien des ressources de l'Arctique
Council of Forest Industries
Enquête énergétique
Fédération canadienne de l'agriculture
GAMMA Institute
Institut canadien de recherche sur l'énergie
Institut canadien des engrais

Mise à jour 1984 de l'offre et de la demande
Lignes directrices de présentation des prévisions

Introduction

Le personnel de l'Office national de l'énergie prépare une mise à jour des prévisions de l'offre et de la demande d'énergie au Canada jusqu'à la fin de l'année 2005. En ce qui concerne l'offre, la mise à jour comprendra le pétrole brut, le gaz naturel, les liquides de gaz naturel, l'électricité et d'autres formes d'énergie, y compris le charbon, les déchets de bois, la liqueur résiduaire et l'énergie solaire. En ce qui concerne la demande, la mise à jour traitera des produits de pétrole raffiné, des stocks d'alimentation de raffinerie, du gaz naturel, des gaz liquéfiés de pétrole, de l'électricité, du charbon et du coke ainsi que d'autres formes d'énergie.

Afin de compléter ses propres travaux, le personnel de l'ONÉ est intéressé par les prévisions, les points de vue et l'analyse des autres membres de la collectivité de prévision énergétique. À cette fin, les personnes ou organismes qui ont fourni des estimations de l'offre et de la demande dans le cadre de l'enquête globale en matière d'énergie effectuée par l'Office en 1981 ainsi que les autres parties choisies sont invitées à déposer leurs prévisions écrites avant le 16 janvier 1984. Afin de faciliter la comparaison et l'analyse subséquente des prévisions, il faudrait que les documents déposés suivent dans la mesure du possible, les instructions contenues dans les présentes lignes directrices.

Notre intérêt porte fondamentalement sur l'obtention des points de vue des parties intéressées quant aux perspectives les plus vraisemblables de l'offre et de la demande de l'énergie au Canada jusqu'à l'an 2005. Dans la mesure du possible, nous aimerions pouvoir déterminer les facteurs qui contribuent aux différences dans les prévisions des différentes sources. Qui plus est, compte tenu des incertitudes non seulement de l'économie canadienne mais de celles du monde entier en général, et de celles du secteur énergétique en particulier, nous sommes aussi intéressés par l'évaluation des incidences sur l'offre et la demande énergétiques de différentes hypothèses de prix et de production. En outre, certaines questions ont été identifiées par le personnel de l'Office comme étant d'une importance particulière dans l'établissement des prévisions. Les remarques sur ces questions, énumérées dans les sections appropriées, seront particulièrement bien reçues.

Les titres des sections suivantes donnent un bref aperçu et l'ordre de présentation des questions au sujet desquelles le personnel de l'Office aimerait recevoir vos points de vue.

Section A: HYPOTHÈSES FONDAMENTALES GÉNÉRALES
Section B: DEMANDE ÉNERGÉTIQUE AU CANADA
Section C: CAPACITÉ DE L'OFFRE AU CANADA
Section D: BILANS DE L'OFFRE ET DE LA DEMANDE
Section E: PRÉFÉRENCE DE L'OFFICE POUR LA PRÉSENTATION DES DONNÉES

A. Hypothèses fondamentales générales

Les prévisions dépendent fortement d'un certain nombre d'hypothèses, particulièrement en ce qui concerne les prix mondiaux du pétrole, le niveau d'activité économique et le régime national de politique énergétique. Ces hypothèses seront différentes d'un intervenant à l'autre et il est, par conséquent, absolument essentiel qu'elles soient précisées en détail.

Outre vos perspectives les plus vraisemblables de l'offre et de la demande, nous aimerions recevoir vos points de vue sur les incidences possibles des prix des énergies de remplacement sur vos prévisions. Les analystes qui examinent les perspectives mondiales de prix du pétrole considèrent de plus en plus que les prix en termes réels suivront une courbe de croissance modérée, de l'ordre de 1 à 2 pour cent par an, pour le reste de ce siècle. D'un autre côté, surtout dans le monde des analystes politiques, on reconnaît le risque considérable et possible d'un plus grand nombre de surprises déplaisantes sur le plan du prix mondial du pétrole au cours de la prochaine décennie à cause de l'instabilité politique au Proche-Orient. Par conséquent, nous avons l'intention d'évaluer l'incidence sur le secteur énergétique canadien de deux scénarios de prix énergétiques reflétant ces points de vue. La figure 1 montre une représentation possible de ces limites de vraisemblance. Nous encourageons les déposants de données à nous fournir leur point de vue sur l'incidence de ces deux scénarios en ce qui

concerne leur propre prévision de l'offre et de la demande énergétique.

En ce qui concerne les perspectives de croissance du Produit national brut (PNB), nombreux sont les analystes qui supposent actuellement que le PNB suivra une courbe qui sous-entend une capacité excédentaire importante et un taux de chômage relativement élevé au cours des années 1980 et même jusqu'aux années 1990. Bien que l'on puisse considérer qu'il s'agit d'une hypothèse raisonnable de description de la courbe de croissance la plus vraisemblable, il serait utile d'évaluer l'incidence d'une croissance plus rapide du PNB sur le secteur de l'énergie. À cette fin, nous proposons que les déposants évaluent, par rapport à leur prévision actuelle, les répercussions sur l'offre et la demande d'une courbe de croissance du PNB réel à un taux moyen de 4,5 pour cent par an entre 1983 et 1988 et à raison de 3 pour cent par an par la suite, jusqu'en 2005.

Il est évident que toute prévision de l'offre et de la demande sera fort influencée par les hypothèses établies en matière de politique énergétique nationale. Devant le manque actuel de renseignements, le personnel de l'Office établira ses propres prévisions sur la base de l'hypothèse classique de neutralité politique, c'est-à-dire que le régime politique actuel restera en vigueur au cours de toute la période de prévision. Si vous avez effectué vos prévisions à partir d'autres hypothèses, nous aimerions avoir vos points de vue sur l'incidence que pourrait avoir le maintien du régime politique actuel sur vos prévisions de l'offre et de la demande énergétiques.

ANNÉES	SCÉNARIO DE PRIX ÉLEVÉ	SCÉNARIO DE PRIX FAIBLE
1982	34,00	34,00
1983	28,30	28,30
1984	26,50	26,50
1985	33,00	26,50
1986	38,00	26,50
1990	40,00	26,50
1995	42,00	26,50
2000	44,00	26,50
2005	46,00	26,50

B. Demande énergétique au Canada

Vu que le personnel de l'Office a l'intention de publier une estimation de la demande pour toutes les grandes formes d'énergie au Canada, les déposants de mémoires sont encouragés à fournir une ventilation de la demande énergétique du Canada, par catégorie d'énergie, pour les divers secteurs et régions du pays, en se servant de la présentation décrite à l'annexe 1. Nous reconnaissons toutefois, que de nombreuses personnes préfèrent déposer une prévision pour une seule partie de la gamme énergétique globale; pour une sélection de formes d'énergie, pour une région particulière de marché, ou pour une catégorie particulière de marché; et nous nous empressons d'ajouter que toute prévision spécialisée sera bien accueillie.

Toutes les hypothèses et méthodologie utilisées devraient être décrites avec suffisamment de détails pour permettre une compréhension générale de la façon selon laquelle les prévisions ont été effectuées. Toutefois, certaines questions ont été choisies par le personnel de l'Office, car elles sont d'un intérêt particulier dans le contexte de la mise à jour actuelle et nous aimerions avoir une analyse et des commentaires détaillés sur ces questions.

Questions

B.1 Dans quelle mesure la baisse de la demande énergétique des dernières années a été liée à la baisse de l'activité économique provenant de la récession, d'un retard de la réponse à la suite des fortes augmentations de prix des années 1970 ou à d'autres facteurs.

B.2 Les perspectives de prévalance de la capacité d'utilisation de double combustible dans le secteur industriel et de systèmes hybrides (par exemple: électricité – pétrole) ou de pompes à chaleur dans le secteur résidentiel.

B.3 Dans quelle mesure la tendance d'utilisation de véhicules plus petits et plus efficaces sera inversée par des prix d'essence plus faibles.

B.4 Le degré de remplacement de l'essence par d'autres combustibles de transport comme le mazout, le gaz naturel pour véhicules (GNV), le propane, le méthanol, l'hydrogène et l'électricité.

B.5 Les perspectives d'électrification du réseau ferroviaire et d'utilisation accrue de l'électricité pour le transport urbain.

B.6 L'incidence de l'évolution technologique sur la demande énergétique dans le cas de facteurs comme l'amélioration de l'efficacité des appareils de chauffage, des processus industriels, du rendement des automobiles et camions et la modification des moteurs d'avion.

B.7 Comment l'évolution de la structure industrielle (par exemple le changement des industries de production, la croissance des industries de technologie de pointe) affectera la demande énergétique.

B.8 Les perspectives des prix de l'électricité et leurs effets sur le degré de concurrence entre le gaz naturel et l'électricité, et plus particulièrement en Ontario et au Québec (zone est de la TCPL), et en Colombie-Britannique.

B.9 L'incidence des échanges d'électricité entre les régions sur la demande d'autres combustibles.

B.10 La concurrence dans le secteur industriel entre le mazout lourd et les autres formes d'énergie.

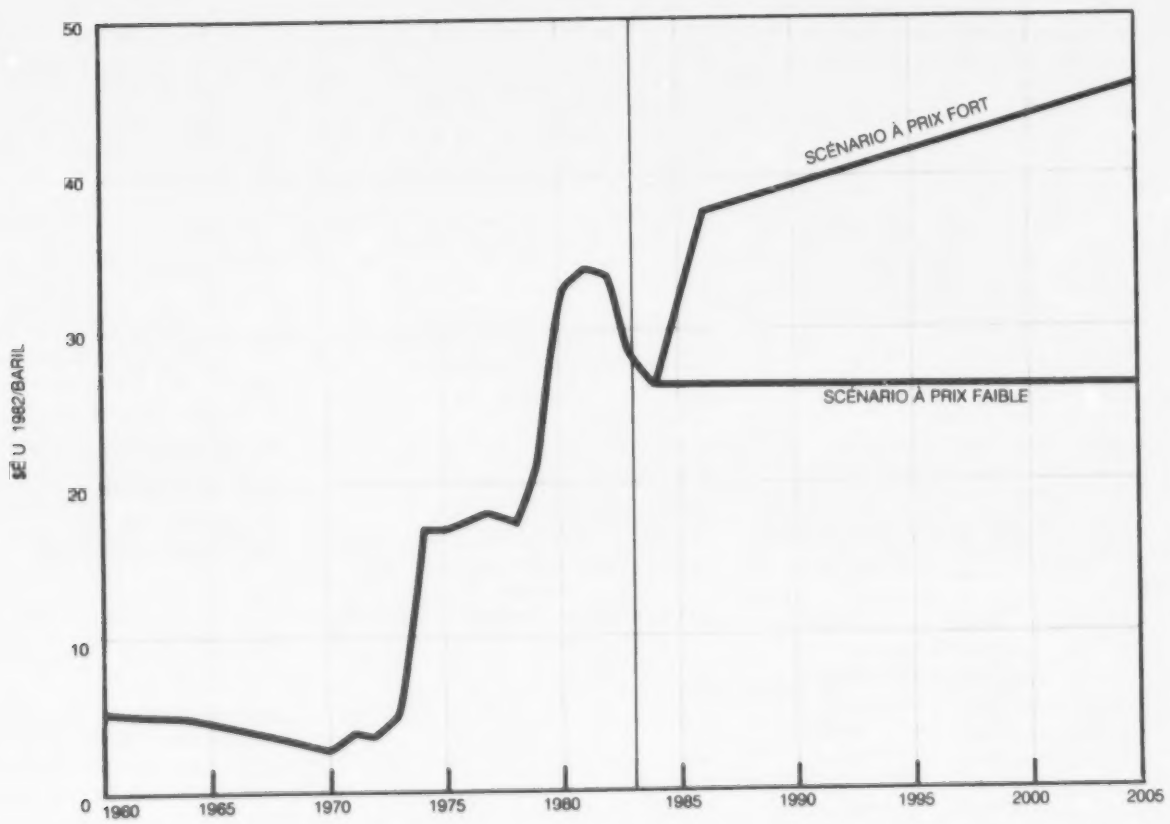
B.11 Le potentiel d'utilisation du gaz naturel sur les nouveaux marchés géographiques et industriels (par exemple Île Vancouver, les Maritimes et les ventes directes).

C. Capacité de l'offre au Canada

En ce qui concerne cette partie de l'offre au Canada, le personnel de l'Office désire obtenir des renseignements sur l'offre énergétique globale du Canada. Il est peu probable que la capacité de livraison du gaz naturel classique des régions non pion-

nières ait changé de façon importante depuis l'audience générale sur les exportations de gaz tenue par l'Office en 1982. Par conséquent, les données détaillées sur les réservoirs en ce qui concerne les réserves de gaz naturel et les capacités de livraison ne sont pas officiellement demandées, bien que toute donnée de ce genre sera toujours bien accueillie et incorporée dans la mise à jour. Toutefois, nous aimerions obtenir en particulier les renseignements détaillés et actuels sur l'offre de pétrole tant des régions pionnières que des régions non pionnières, l'offre de gaz naturel des régions pionnières et sur l'offre de toutes les formes d'énergie autres que le pétrole et le gaz. L'annexe 2 énumère les diverses catégories de l'offre au sujet desquelles nous aimerions obtenir des renseignements.

Figure 1
SCÉNARIOS DE PRIX À ÉVALUER
Prix officiel du brut léger arabe 34° API
(en dollars américains de 1982 par baril)



Quant aux effets de l'économie sur l'approvisionement, le personnel cherche à obtenir vos opinions sur les prix, rentrées nettes et autres conditions économiques nécessaires à l'établissement de nouveaux projets énergétiques, ainsi que sur l'effet des deux scénarios de prix des énergies de remplacement sur les grands projets d'approvisionnement d'énergie.

Le personnel de l'Office aimerait obtenir les points de vue sur les rentrées nettes prévues et l'incidence possible de l'établissement des prix canadiens d'énergie et du régime d'imposition sur l'exploration pétrolière et gazière et sur l'aménagement des sources de pétrole et de gaz. De même, tous les renseignements sur les réserves et les dates prévues de début de production des gisements de pétrole et de gaz découverts dans les régions pionnières seront particulièrement bien accueillis. Les exploitants et les propriétaires majoritaires des gisements de régions pionnières sont instamment priés de fournir le plus de renseignements possibles sur cette question, afin de pouvoir établir une évaluation réaliste de la future offre des régions pionnières. Nous apprécierons vos points de vue sur les problèmes et les préoccupations engendrés par ces questions en fonction des délais de mise en oeuvre des projets, des facteurs économiques et des débouchés du marché.

Questions sur l'offre de pétrole

C.1 Dans quelle mesure l'importance accordée actuellement au forage et à l'extraction additionnelle des puits pétroliers, donnera lieu à des niveaux beaucoup plus importants de réserve supplémentaire et de future capacité de production par rapport aux prévisions antérieures.

C.2 L'apport des projets de récupération assistée aux réserves et à la capacité de production, tant sur le plan des bruts léger et moyen que sur celui des bruts lourds.

C.3 Quels sont les facteurs nécessaires pour maintenir les augmentations importantes et récentes de production de bruts lourds.

C.4 Disposera-t-on de suffisamment de condensats pour les utiliser à la fois comme diluant dans l'acheminement des bruts lourds et comme stock d'alimentation de raffinerie, de charge d'alimentation pétrochimique et de récupération assistée.

C.5 L'effet d'une offre limitée de condensats sur les aménagements des sables bitumineux et sur la production de pétrole brut lourd classique

C.6 La future disponibilité de bruts lourds et de bruts lourds améliorés provenant des sables bitumineux et l'avantage de la tendance d'établissement de projets de plus faible envergure.

C.7 Les conditions requises pour rendre l'amélioration du brut lourd économiquement viable comme charge d'alimentation domestique.

C.8 La probabilité de découverte de réserves pétrolières commercialement récupérable des réserves dans les régions pionnières, la date probable de leur mise en valeur et les niveaux de production prévus.

Questions sur l'offre du gaz naturel

C.9 La capacité excédentaire actuelle de gaz naturel et les moyens de la réduire (stockage de gaz, distribution ordonnancée, commercialisation incitative).

C.10 Les répercussions à long terme sur l'exploration, l'aménagement et la récupération des ressources par des facteurs comme les réductions prolongées de la demande, les abrogations de contrats et les réductions de rentrées nettes aux producteurs.

C.11 La probabilité et l'opportunité de l'aménagement des réserves de gaz naturel commerciales dans les régions pionnières et le niveau probable de production de ces réserves.

C.12 Les nouveaux concepts ou les aménagements possibles en ce qui concerne l'offre à partir des réservoirs non classiques (de très faible perméabilité).

Questions sur l'offre de gaz naturel liquide

C.13 L'incidence des exigences de GNL pour les projets de récupération assistée sur la disponibilité de l'offre d'éthane, de propane et de butanes.

C.14 L'incidence de la production réduite de gaz naturel et de la capacité réduite du raffinage sur la disponibilité de GNL.

C.15 Tendances des rendements prévus de GNL des réserves additionnelles de gaz naturel.

Questions sur la production d'énergie électrique

C.16 Le rôle probable de la production électronucléaire sur le futur approvisionnement au Canada.

C.17 La possibilité d'aménagement de nouvelles centrales hydro-électriques.

C.18 Le rôle et l'importance de la capacité actuelle et future de production industrielle.

C.19 L'incidence des normes plus sévères de qualité en matière d'émissions dans l'atmosphère et d'autres restrictions imposées par la réglementation, sur la production d'énergie électrique.

C.20 Le rôle du charbon de l'ouest sur la production d'énergie électrique.

Questions relatives aux autres formes d'énergie

C.21 L'apport prévu à l'offre énergétique d'autres formes d'énergie comme le charbon, le bois et ses dérivés, la liqueur résiduaire, l'alcool, la biomasse, l'énergie solaire, éolienne et marémotrice.

D. Bilans de l'offre et de la demande

Les déposants de mémoires sont encouragés à fournir un bilan de l'offre et de la demande pour les formes d'énergie qui ont

fait l'objet de leur prévision de l'offre et de la demande. Dans l'estimation des niveaux de l'offre d'hydrocarbures et d'électricité de ces bilans de l'offre et de la demande, les déposants doivent tenir compte des importations. Dans l'estimation des niveaux de la demande d'hydrocarbures et d'électricité, ils doivent tenir compte des exportations autorisées et prévues.

Questions

D.1 Les perspectives d'autosuffisance énergétique au Canada sur la période de prévision, particulièrement dans les domaines du pétrole brut léger et moyen.

D.2 La disponibilité continue et l'ampleur d'un marché d'exportation de brut lourd et les facteurs qui favorisent ou limitent ce marché.

D.3 La probabilité du marché à court terme du gaz canadien aux États-Unis avec une évaluation particulière, de l'incidence de l'élimination possible de la réglementation du prix du gaz naturel aux États-Unis et leurs conséquences sur la position concurrentielle du gaz naturel canadien par rapport au gaz et au mazout résiduel des États-Unis.

D.4 Le niveau probable des exportations d'électricité aux États-Unis et le prix de vente prévu; en particulier, tout renseignement sur la future tendance des prix du charbon aux États-Unis et sa relation avec le prix du pétrole.

E. Préférence pour la présentation des données

Nous savons que de nombreux déposants ont mis au point leur propre présentation de données de l'offre et de la demande, pour leurs propres besoins, et nous accepterons les données sous cette forme. Toutefois, dans le cas de ceux qui publient des renseignements fort disparates, notre travail sera grandement facilité par l'utilisation d'une présentation normalisée identique à celle utilisée pour les données fournies dans le cadre de l'enquête de l'Office sur l'offre et la demande de 1980 à 1981. En ce qui concerne les copies des formules de ces présentations normalisées, veuillez vous adresser au Secrétaire de l'Office. L'annexe 3 énumère les formules disponibles.

Le personnel de l'Office entrera en rapport avec des déposants pour discuter de la méthode la plus expéditive d'obtention des données pour la mise à jour des parties essentielles de nos prévisions comme celles se rapportant à l'offre pétrolière par gisement, l'offre de GNL par usine et la production d'électricité par province.

Afin de pouvoir comparer les prévisions, on demande aux déposants de préciser les hypothèses qui ont été faites en ce qui concerne les questions de la croissance économique, de la croissance démographique, des prix mondiaux du pétrole, des prix relatifs de diverses catégories d'énergie, des taxes et redevances et toute autre hypothèse qui pourrait avoir des répercussions importantes sur les prévisions.

On demande que les données réelles de l'offre et de la demande soient fournies pour 1982 et que des prévisions soient effectuées pour les années 1983 à 1987, et pour 1990, 1995, 2000 et 2005.

Les questions générales sur la conduite de la mise à jour devraient être adressées à M. Ken Vollman, Directeur général, Études de l'énergie au (613) 995-5779 qui coordonnera le rapport du personnel. Les questions et les commentaires relatifs à des domaines particuliers peuvent être adressées aux membres pertinents du personnel de l'Office énumérés ci-après:

	No de téléphone
Demande relative à toutes les formes d'énergie. – Heather Webster, Direction de l'économique	(613) 996-7572
Offre de gaz naturel – Ken Poole, Direction des approvisionnements énergétiques	(613) 996-2720
Offre de pétrole, de liquides de gaz naturel et d'autres formes d'énergie, à l'exception de l'électricité – Gerrit Hos, Direction des approvisionnements énergétiques	(613) 996-2344
Offre, demande et exportation d'électricité – Bill Correll, Direction de l'électricité	(613) 593-6185
Exportation et importation de pétrole brut et de produits de pétrole raffiné. Besoin en stock d'alimentation de raffinerie. – Bernard Leakey, Direction du pétrole	(613) 996-2221
Exportation de gaz naturel – Dennis Dubuc, Direction du gaz	(613) 593-6732
Exportation de gaz de pétrole liquéfié – Hans Pols, Direction du gaz	(613) 593-7652

Toute communication par écrit, y compris les mémoires de prévisions, devrait être envoyée au Secrétaire de l'Office, 473, rue Albert, Ottawa (Ontario) K1A 0E5.

Annexe 1 à Annexe A1-6
Présentation des estimations de la demande d'énergie

A. Par combustible, la demande globale finale de:

1. Produits de pétrole raffiné (par produit)
2. Stocks d'alimentation de raffinerie, canadien et étranger
   a) pétrole brut léger et équivalent (y compris le pétrole brut classique léger et moyen, les pentanes plus isolés, le pétrole brut de synthèse et les importations d'échange de pétrole brut);
   b) pétrole brut lourd (y compris le mélange Lloydminster, les mélanges Wainwright, Viking-Kinsella, Chauvin, Fosterton, Bow River, Smiley Coleville, Midale Weyburn et d'autres jets inférieurs à 0,904 kg/m^3);
   c) le pétrole brut étranger
3. Gaz naturel
4. Gaz de pétrole liquéfié (éthane, propane, butanes)
5. Électricité (demande secondaire, plus utilisation propre et pertes)
6. Charbon et coke
7. Autres formes d'énergie (bois et dérivés, liqueur résiduaire, alcool, biomasse, énergie solaire, éolienne et marémotrice)

B. Par secteur, pour la demande d'énergie secondaire et primaire:

Demande d'énergie secondaire
a) résidentielle;
b) commerciale;
c) pétrochimie, y compris le combustible et le stock d'alimentation des produits pétrochimiques fondamentaux comme l'ammoniaque, le méthanol, l'éthylène et le benzène ainsi que le combustible pour leurs principaux dérivés;
d) autres utilisations industrielles, à l'exclusion de la production thermique d'électricité;
e) transport, indiquant séparément les transports par air, route, rail, et mer;
f) autres utilisations non énergétiques (par exemple graissage, asphalte, etc.);
g) demande secondaire globale qui est la somme des secteurs a) à f).

Demande d'énergie primaire
h) utilisation propre et pertes, y compris les pertes d'acheminement, de traitement et de distribution ainsi que les combustibles de raffinerie et de pipelines;
i) les combustibles primaires utilisés pour la production d'électricité, par service public et par industrie, lorsqu'il y a conversion en hydroélectricité ou en électronucléaire à raison de 10,5 mégajoules par kWh (10 000 Btu par kWh);
j) les combustibles primaires utilisés pour la production de vapeur lorsque la vapeur produite dans les centrales nucléaires est convertie à raison de 1,25 joules d'intrant d'énergie pour chaque joule de vapeur produite (80% d'efficience de conversion à la vapeur sur la base du combustible fossile équivalent); et
k) l'énergie primaire globale qui est la somme des points g), h), i) et j) moins la demande globale d'électricité (y compris l'utilisation propre et les pertes), moins la quantité globale de demande de vapeur, plus le retrait de retraitement du gaz naturel, moins la demande d'éthane.

C. Régions géographiques:

Atlantique (par province, dans la mesure du possible)
Québec
Ontario
Manitoba
Saskatchewan
Alberta
Colombie-Britannique, Yukon et Territoires du Nord-Ouest
Total pour le Canada

D. Par combustible, secteur et région, comme l'indique la présentation matricielle qui est incluse dans la liste des formules disponibles.

Annexe 2 à Annexe A1-6
Présentation des estimations de l'offre d'énergie

1. Réserves et capacité de production de pétrole canadien

   a) pétrole brut classique dans les régions non pionnières des
      i) réserves établies au 31 décembre 1982;
      ii) ajouts de réserves des appréciations et nouvelles découvertes, mais à l'exclusion des ajouts couverts par a) iii) ci-dessous;
      iii) ajouts de réserves de la récupération assistée de pétrole des gisements classés actuellement dans la catégorie des réserves établies, y compris les futurs projets d'injection d'eau;
   b) les pentanes plus dans les régions non pionnières à partir des réserves établies et des ajouts de réserves;
   c) pétrole non classique récupérable
      i) de l'exploitation minière des sables bitumineux
      ii) des sables bitumineux des exploitations in situ;
   d) pétrole brut et équivalent dans les régions pionnières.

2. Réserves et capacité de livraison de gaz naturel canadien

   a) gaz naturel classique des régions non pionnières
      i) des réserves établies et commercialisables au 31 décembre 1982 ;
      ii) des ajouts de réserves provenant de l'appréciation et des nouvelles découvertes
   b) régions pionnières;
   c) sources non classiques.

3. Réserves et production de liquides de gaz naturel canadien

   a) usine de traitement en gisement du gaz des réservoirs établis de pétrole et de gaz;
   b) usine de retraitement;
   c) ajouts de réserves;
   d) usines de brut de synthèse;
   e) raffineries;
   f) régions pionnières.

4. Capacité installée et production d'électricité par catégorie de combustible.

Annexe 3 à Annexe A1-6
Liste des formules disponibles

1. Liste des gisements et des groupes de gisements: données sur les réserves et potentiel de production de pétrole brut.
2. Fiche technique sur les réserves de pétrole brut et sur leur potentiel de productibilité.
3. Fiche technique sur les réserves de gaz naturel.
4. Fiche technique sur les possibilités de livraison de gaz naturel.
5. Liste des installations de traitement et de retraitement du gaz, aux fins de la prévision de l'approvisionnement en GNL.
6. Fiche technique sur les liquides de gaz naturel.
7. Demande de stocks d'alimentation de raffineries et ventilation de la demande, par raffinerie, de stocks d'alimentation canadiens.
8. Besoins d'électricité par secteur.
9. Prévision de l'énergie produite à partir des principaux types de combustible et équivalents primaires.
10. Prévision de la puissance installée à partir des principaux types de combustibles et la charge de pointe.
11. Matrice type de la demande intérieure totale d'énergie par secteur et par type d'énergie.

Tableau A2-1
Prix mondiaux du pétrole
Comparaison des points de vue des intervenants

(en dollars 1983 des É.-U. par baril)

	1983	1984	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005
Amoco	29.5	29.5	29.5	29.5	29.5	29.5	29.5	29.5	29.5
CCPA	29.5	27.6	26.3	26.3	26.3	26.3	—	—	—
Canadian-Montana	29.5	30.0	30.5	31.0	31.5	33.0	35.5	38.2	41.2
Chevron	29.0	—	28.0	—	—	30.0	33.0	40.0	—
APC	29.5	27.9	26.3	26.6	—	29.2	31.8	—	—
GIC	29.5	27.6	26.3	26.3	26.3	26.3	27.6	29.1	30.5
GMi	29.5	27.6	27.6	27.6	—	27.9	28.1	28.4	28.8
Gulf	29.0	29.0	28.7	29.8	31.4	32.8	34.7	36.7	—
Husky/NOVA	29.5	27.3	25.7	25.7	25.7	25.7	27.6	29.6	31.8
Impériale	29.5	27.5	27.5	27.5	27.5	31.0	37.6	45.7	—
Petro-Canada	26.9	26.3	25.7	26.1	27.1	30.2	33.9	37.5	40.6
Petrosar	29.0	27.9	26.6	26.6	26.6	27.4	28.8	30.2	30.2
Suncor	29.0	29.4	29.8	30.3	30.7	32.0	34.4	—	—
TCPL	30.2	29.2	29.2	29.2	—	31.3	36.5	42.7	49.1
Texaco	29.5	27.6	26.0	26.0	26.0	26.3	27.6	—	—
TOM	29.5	27.6	28.1	28.7	—	31.0	34.1	37.5	41.3
Ultramar	29.5	27.6	26.3	26.3	26.3	26.3	—	—	—
WTCL	28.4	26.1	26.7	27.3	28.1	31.9	37.9	42.3	42.5
EACL	29.0	27.7	28.7	29.0	29.3	30.1	31.6	33.1	34.8
B.C. Hydro	29.1	26.8	26.8	26.8	26.8	27.2	28.6	30.0	—
EUPC	28.0	—	30.8	—	—	31.6	34.1	36.7	39.5
Hydro-Québec	29.5	27.6	27.4	27.1	27.1	27.1	27.1	27.1	—
Ontario Hydro	29.7	27.9	28.1	28.7	—	30.2	35.2	39.1	—
Tidal	29.5	—	—	27.0	—	30.0	—	50.0	—
Terre-Neuve	29.5	27.6	28.7	—	—	30.2	31.7	33.3	35.0
Nouvelle-Écosse	29.5	26.7	26.7	—	—	30.2	—	—	40.6
Québec									
- Scénario 1	32.0	—	—	—	—	28.7	—	—	38.7
- Scénario 2	32.0	—	—	—	—	28.7	—	—	28.7
Ontario	29.5	27.6	27.6	27.6	27.6	32.1	37.4	40.9	45.0
Saskatchewan	29.5	29.9	30.4	30.8	31.3	33.1	36.5	40.3	44.5
Friends of the Earth	40.3	41.5	42.7	44.0	45.3	49.5	57.4	66.6	71.7
ONE - Forte	29.5	29.2	31.3	32.0	32.8	35.2	39.5	44.5	50.1
- Reference	29.5	27.6	26.3	26.3	26.3	27.9	30.9	34.1	37.6
- Faible	29.5	26.3	25.0	25.2	25.3	25.8	26.5	27.3	28.1

Notes:

(1) Les prix présentés dans les mémoires, en dollars constants des É.-U. et différents des dollars de 1983, ont été reconvertis en dollars américains de 1983 en se servant du déflateur de PNB des É.-U. En ce qui concerne la période de prévision de 1984 à 2005, on a supposé que l'indice de déflation du PNB américain augmentera de 5 pour cent par an.

(2) Lorsque les prix étaient seulement donnés en dollars américains actuels, ils ont été convertis en dollars constants américains de 1983 en se servant de l'hypothèse de l'intervenant sur l'inflation, lorsqu'elle était disponible. Sinon, on a supposé que le déflateur du PNB américain s'accroîtrait de 1984 à 2005 à un taux annuel moyen de 5 pour cent.

Tableau A2-1 (suite)

(3) Plusieur auteurs ont déposé leurs profils des prix mondiaux du pétrole sous forme de taux de croissance annuels moyens au lieu de les présenter sous forme de niveaux. Ces taux de croissance ont été utilisés pour extrapoler les prix supposés chaque fois que nous presentions qu'ils représenteraient raisonnablement le point de vue de l'intervenant. Lorsqu'une gamme de taux de croissance était fournie, on choisissait le milieu de celle-ci. En ce qui concerne le mémoire de la Shell, il nous a semblé qu'aucun des moyens ci-dessus ne pouvait être utilisé sans courir le risque de déformation du point de vue de l'intervenant. L'hypothèse de la Shell se présente comme suite:

> "La principale hypothèse sous-tendant la prévision est que les prix mondiaux du pétrole (Arab Marker, FOB Golfe Persique) resteront à peu près au même niveau actuel pendant les quelques prochaines années, avant de se stabiliser, en dollars constants, au cours de la dernière moitié des années 1980. On a supposé qu'au cours des années 1990 le prix réel permettra de revenir aux niveaux de 1982 d'ici la fin du siècle"

Tableau A2-2
Taux de croissance réels du Produit national brut – Canada
Comparaison des points de vue des intervenants

(pourcentage annuel)

	1983-1990	1990-1995	1995-2000	2000-2005
Amoco	3.0-3.5[1]	—	—	—
CCPA	3.1	2.0	2.0	2.0
APC	3.0	3.0	—	—
Gulf	3.0	2.9	2.9	—
Husky/NOVA	3.6	3.0	3.0	3.0
Impériale	2.7	2.5	2.5	—
Petro-Canada[2]	3.8	3.4	3.4	—
Petrosar	3.3	3.3	3.3	3.3
Shell	1.6	4.5	4.0	—
Suncor	3.5	3.5	—	—
TCPL[2]	3.3	3.2	3.0	—
Texaco	2.9	2.6	—	—
Ultramar	2.3	—	—	—
EACL	3.5	3.3	3.2	2.2
B.C. Hydro	3.5	3.1	3.0	—
EUPC[2]	2.6	2.6	2.6	2.6
Nouveau-Brunswick[2]	2.9	2.9	—	—
Saskatchewan	2.8	2.3	2.3	2.3
CP	2.7	—	—	—
Dofasco	2.0	3.0	3.0	—
Stelco	3.5	3.5	3.5	3.5
Friends of the Earth				
– Cycle économique normal	4.3	4.3	4.3	—
– Saturation de la consommation	2.6	2.6	2.6	—
ONÉ – Forte	4.5	3.3	3.3	3.0
– Référence	3.4	3.3	3.1	2.5
– Faible	2.0	3.0	3.0	2.5

[1] 1984-1988
[2] Produit intérieur réel au lieu du Produit national brut

Tableau A2-3
Taux de croissance réels du Produit intérieur provincial – Canada et régions
Comparaison des points de vue des intervenants

(Pourcentage annuel)

	1983-1990	1990-1995	1995-2000	2000-2005
Région de l'Atlantique				
Petro-Canada	4.6	3.5	3.3	—
Gulf	2.8	2.8	2.8	—
ONÉ	3.4	3.4	3.3	2.7
Terre-Neuve				
Min. des Mines et de l'énergie	3.4	3.4	3.4	3.4
ONÉ	3.5	3.5	3.3	2.8
Île-du Prince Édouard				
ONÉ	2.9	2.8	2.7	2.1
Nouvelle-Écosse				
Min. des Mines et de l'énergie	2.3	2.6	2.7	2.8
ONÉ	3.5	3.5	3.4	2.8
Nouveau-Brunswick				
CEENB	2.2	2.2	—	—
ONÉ	3.4	3.3	3.2	2.6
Canada central				
Petro-Canada	3.2	2.6	3.2	—
TCPL	3.1	3.0	2.8	—
ONÉ	3.0	3.0	2.9	2.3
Québec				
Petro-Canada	3.3	2.7	2.6	—
TCPL	3.0	2.9	2.7	—
Hydro-Québec	2.8	2.8	2.8	—
GiC	1.3	1.0	1.0	1.0
GMi	2.5	3.0	2.8	2.0
Min. de l'Énergie et des ressources	2.9	2.9	2.9	3.0
Gulf	2.7	2.7	2.7	—
ONÉ	3.0	2.9	2.8	2.2
Ontario				
Petro-Canada	3.2	2.6	3.5	—
TCPL	3.2	3.1	2.9	—
Min. de l'Énergie de l'Ontario	3.3	2.8	2.8	—
Ontario Hydro	2.5	2.5	2.5	—
Gulf	3.0	3.0	3.0	—
ONÉ	3.1	3.0	2.9	2.3

Tableau A2-3 (suite)

	1983-1990	1990-1995	1995-2000	2000-2005
Prairies				
Petro-Canada	4.7	5.0	3.7	—
Gulf	3.2	3.2	3.2	—
ONÉ	3.5	3.6	3.4	2.9
Manitoba				
Petro-Canada	3.0	2.8	3.5	—
TCPL	2.7	2.6	2.4	—
ONÉ	2.5	2.4	2.2	1.6
Saskatchewan				
Petro-Canada	4.4	4.4	3.2	—
TCPL	3.4	3.4	3.1	—
ONÉ	3.4	3.4	3.3	2.7
Alberta				
Petro-Canada	5.2	5.7	3.9	—
EUPC	4.0	4.1	—	—
ONÉ	3.8	4.0	3.8	3.2
C.-B. et Territoires				
Petro-Canada	4.5	4.2	3.8	—
Gulf	3.2	3.2	3.2	—
Chevron	3.0-3.5	3.0-3.5	3.0-3.5	—
B.C. Hydro	4.2	4.2	4.2	—
ONÉ	3.8	3.7	3.6	3.0

Tableau A3-1
Données historiques — Demande d'énergie par secteur d'utilisation finale – Canada

(Pétajoules)

	1960	1961	1962	1963	1964	1965	1966	1967	1968	1969	1970
Résidentiel	869	881	914	946	981	1001	1002	1035	1073	1116	1161
Commercial	261	286	293	340	368	417	468	512	576	631	667
Industriel	918	934	963	980	1073	1152	1207	1267	1334	1391	1459
Transport	786	801	838	882	932	990	1054	1108	1165	1208	1275
Non énergétique	156	158	156	175	202	215	238	245	254	282	340
Total	2291	3062	3165	3323	3556	3775	3969	4168	4402	4629	4901

	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981
Résidentiel	1176	1250	1212	1299	1288	1305	1262	1341	1353	1365	1297
Commercial	704	799	762	798	754	850	845	840	851	820	838
Industriel	1479	1561	1682	1761	1651	1980	2077	2143	2264	2284	2185
Transport	1319	1413	1541	1601	1624	1691	1737	1799	1926	1962	1912
Non énergétique	347	369	414	414	411	461	545	571	648	625	607
Total	5025	5391	5610	5873	5729	6287	6465	6696	7041	7057	6840

Tableau A3-2
Demande d'énergie par secteur d'utilisation finale – Canada et régions
Comparaison des points de vue des intervenants

(Pétajoules)

	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005
					Canada					
Résidentiel										
Dome – Forte	1339	1241	1262	1237	1219	1202	1187	1219	1248	S/O
Dome – Faible	1339	1241	1267	1257	1255	1254	1271	1342	1399	S/O
Gulf	1320	1236	1282	1292	1305	1327	1370	1446	1520	S/O
Husky/NOVA	1197	1125	1181	1198	1213	1237	1289	1367	1460	1571
Impériale	1238	1176	1181	1160	1149	1141	1163	1172	1184	S/O
Petro-Canada – Base	1226	1201	1285	1316	1338	1359	1417	1534	1659	S/O
Petro-Canada – Forte	1226	1200	1282	1293	1292	1297	1334	1435	1560	S/O
Petro-Canada – Faible	1226	1200	1282	1308	1333	1357	1438	1605	1789	S/O
Shell	1280	1279	1246	1242	1241	1242	1285	1300	1305	S/O
ONE	1349	1266	1256	1237	1228	1234	1262	1317	1381	1461
Commercial										
Dome – Forte	978	928	954	949	935	934	936	1004	1054	S/O
Dome – Faible	978	928	958	966	972	981	1011	1115	1193	S/O
Gulf	868	872	891	908	920	912	951	1079	1267	S/O
Husky/NOVA	856	821	854	862	870	885	951	1120	1317	1528
Impériale	839	831	884	903	922	947	978	1069	1153	S/O
Petro-Canada – Base	843	848	926	955	984	1013	1111	1286	1467	S/O
Petro-Canada – Forte	843	847	923	933	943	959	1046	1209	1383	S/O
Petro-Canada – Faible	843	847	923	949	979	1011	1129	1350	1585	S/O
Shell	808	783	777	747	744	742	741	812	896	S/O
ONE	867	819	847	859	875	894	955	1074	1211	1363
Industriel										
Dome – Forte	1995	1974	2140	2251	2290	2349	2458	2751	3165	S/O
Dome – Faible	1995	1974	2151	2304	2375	2458	2613	2967	3466	S/O
Gulf	1973	1970	2054	2104	2124	2130	2236	2491	2788	S/O
Husky/NOVA	2112	2078	2190	2273	2337	2406	2598	2935	3304	3687
Impériale	2065	2079	2223	2298	2346	2380	2515	2760	2969	S/O
Petro-Canada – Base	1988	1887	1935	2036	2078	2119	2238	2490	2824	S/O
Petro-Canada – Forte	1988	1886	1931	2008	2025	2039	2130	2353	2670	S/O
Petro-Canada – Faible	1988	1886	1931	2028	2072	2116	2261	2578	2981	S/O
Shell	1947	1982	2048	1984	2039	2096	2282	2737	3221	S/O
ONE	2001	2030	2096	2145	2191	2248	2422	2747	3118	3454

• Les données de la demande fournies par l'ONE pour 1982 sont les données réelles publiées sauf pour le bois, les déchets de bois et la liqueur noire, le combustible de retraitement et les combustibles de transport pipelinier.

Dans la mesure du possible, nous avons fait concorder les données de 1983 avec les tendances établies publiées dans les catalogues mensuels de Statistique Canada.

Tableau A3-2 (suite)

	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005
Canada (suite)										
Transport										
Dome – Forte	1655	1624	1671	1649	1613	1601	1579	1636	1673	S/O
Dome – Faible	1655	1624	1678	1695	1718	1744	1815	2016	2155	S/O
Gulf	1747	1687	1718	1743	1765	1769	1818	1921	2026	S/O
Husky/NOVA	1794	1750	1774	1800	1805	1820	1884	2016	2179	2334
Impériale	1820	1751	1771	1769	1750	1743	1697	1578	1436	S/O
Petro-Canada – Base	1742	1688	1734	1755	1768	1762	1725	1722	1849	S/O
Petro-Canada – Forte	1742	1685	1726	1695	1657	1622	1565	1564	1695	S/O
Petro-Canada – Faible	1742	1685	1726	1738	1768	1784	1834	1989	2261	S/O
Shell	1737	1650	1621	1587	1580	1564	1542	1591	1639	S/O
EMR	1709	1688	1754	1789	1822	1860	1977	2181	2398	S/O
Transport Canada	S/O	S/O	S/O	1820	S/O	S/O	2094	2174	2261	S/O
ONÉ	1739	1694	1683	1661	1633	1617	1613	1687	1796	1877
Non énergétique										
Dome – Forte	555	569	626	738	781	799	895	907	968	S/O
Dome – Faible	555	569	626	738	781	799	895	907	968	S/O
Gulf	462	527	563	611	651	675	804	868	927	S/O
Impériale	524	586	617	665	687	694	707	770	811	S/O
Petro-Canada – Base	555	569	598	793	815	839	950	1080	1142	S/O
Shell	449	492	581	602	614	665	718	750	779	S/O
ONÉ	550	592	640	714	723	734	775	860	898	928
Utilisation finale globale										
APC	6910	S/O	S/O	S/O	S/O	S/O	7782	8429	S/O	S/O
Dome – Forte	6523	6336	6654	6824	6839	6885	7056	7517	8109	S/O
Dome – Faible	6523	6336	6681	6960	7100	7235	7604	8347	9181	S/O
Gulf	6370	6292	6508	6658	6766	6813	7180	7805	8528	S/O
Husky/NOVA	6317	6145	6391	6562	6661	6797	7240	8038	8962	9933
Impériale	6483	6424	6677	6795	6853	6905	7060	7350	7560	S/O
Petro-Canada – Base	6354	6194	6477	6854	6983	7092	7441	8111	8940	S/O
Shell	6222	6185	6273	6162	6219	6308	6568	7190	7839	S/O
ONÉ	6510	6407	6535	6639	6678	6759	7072	7752	8489	9168
Atlantique										
Résidentiel										
Gulf	113	101	101	101	101	102	105	108	110	S/O
Impériale	102	95	89	86	82	80	82	76	80	S/O
Petro-Canada – Base	84	89	99	107	112	117	129	146	162	S/O
Shell	91	86	85	84	83	83	98	99	97	S/O
ONÉ	114	104	104	102	101	102	105	114	123	131
Commercial										
Gulf	62	61	62	64	64	64	66	72	82	S/O
Impériale	51	46	47	47	48	49	52	60	65	S/O
Petro-Canada – Base	60	62	67	69	71	74	82	95	111	S/O
Shell	48	49	50	47	47	47	47	52	57	S/O
ONÉ	60	55	57	58	58	60	64	71	80	90

Tableau A3-2 (suite)

	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005
					Atlantique (suite)					
Industriel										
Gulf	143	138	144	148	149	150	159	179	201	S/O
Impériale	149	140	146	153	160	167	174	189	202	S/O
Petro-Canada – Base	152	123	123	123	127	128	141	167	211	S/O
Shell	145	146	150	142	145	149	160	187	220	S/O
ONÉ	153	144	148	150	152	155	167	194	223	252
Transport										
Gulf	153	146	147	149	152	153	157	166	175	S/O
Impériale	163	164	167	166	163	163	157	134	123	S/O
Petro-Canada – Base	160	148	151	152	154	155	155	153	162	S/O
Shell	152	148	145	141	141	139	138	140	147	S/O
ONÉ	154	147	150	150	147	145	144	147	157	172
Non énergétique										
Gulf	12	11	12	13	14	15	15	15	16	S/O
Impériale	12	13	12	12	13	13	12	12	12	S/O
Petro-Canada – Base	12	13	14	16	17	18	20	24	28	S/O
Shell	12	9	10	11	11	12	13	15	16	S/O
ONÉ	12	13	14	14	14	15	15	17	18	20
Utilisation finale globale										
Gulf	482	458	466	474	480	483	501	540	583	S/O
Impériale	476	457	461	464	466	472	476	471	482	S/O
Petro-Canada – Base	467	435	454	466	481	492	527	585	674	S/O
Shell	448	438	440	425	428	430	455	492	537	S/O
ONÉ	493	463	472	474	473	477	497	545	605	667
					Terre-Neuve					
Utilisation finale globale										
Terre-Neuve	111	112	114	117	120	123	145	160	184	215
Shell	104	102	103	100	102	104	112	125	140	S/O
ONÉ	124	117	120	121	121	122	126	134	147	163
					Île-du-Prince-Édouard					
Utilisation finale globale										
ONÉ	18	17	17	17	17	17	17	18	19	21
					Nouvelle-Écosse					
Utilisation finale globale										
Nouvelle-Écosse	180	178	178	183	185	187	185	193	203	215
ONÉ	190	178	182	182	182	182	190	209	232	257
					Nouveau-Brunswick					
Utilisation finale globale										
Nouveau-Brunswick	160	S/O	S/O	158	S/O	S/O	161	163	166	S/O
ONÉ	161	151	154	154	154	155	163	184	206	226

Tableau A3-2 (suite)

	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005
					Québec					
Résidentiel										
GIC	S/O	S/O	267	258	250	S/O	259	261	263	265
Gulf	274	250	253	247	251	254	260	271	278	S/O
Impériale	280	266	258	248	244	242	250	251	253	S/O
Petro-Canada – Base	265	269	285	293	299	304	317	339	354	S/O
Shell	273	267	266	263	261	260	268	265	266	S/O
TCPL	260	275	279	282	285	288	297	305	307	312
Hydro-Québec[1]	293	S/O	S/O	S/O	273	S/O	276	280	284	S/O
Québec-Cas 1B[1]	297	S/O	S/O	S/O	S/O	S/O	S/O	269	270	274
ONÉ	306	290	286	285	285	287	295	307	326	345
Commercial										
GIC	S/O	S/O	185	179	174	S/O	178	183	193	204
Gulf	182	185	188	192	193	193	201	226	257	S/O
Impériale	163	169	175	179	180	183	187	201	214	S/O
Petro-Canada – Base	162	178	197	207	216	223	244	280	300	S/O
Shell	168	164	162	156	155	154	153	167	185	S/O
TCPL	170	166	173	178	179	182	183	198	212	231
Hydro-Québec[1]	165	S/O	S/O	S/O	162	S/O	176	191	212	S/O
Québec-Cas 1B[1]	162	S/O	S/O	S/O	S/O	S/O	S/O	183	192	204
ONÉ	167	159	163	166	169	172	185	206	230	255
Industriel										
GIC	S/O	S/O	452	472	492	S/O	511	549	601	657
Gulf	449	449	464	473	478	480	499	548	603	S/O
Impériale	469	450	481	493	498	504	514	565	596	S/O
Petro-Canada – Base	467	459	466	477	488	498	512	548	596	S/O
Shell	453	452	460	437	443	449	468	555	647	S/O
TCPL	410	437	448	470	477	482	497	526	538	556
Hydro-Québec[1]	515	S/O	S/O	S/O	514	S/O	563	640	713	S/O
Québec-Cas 1B[1]	460	S/O	S/O	S/O	S/O	S/O	S/O	707	759	839
ONÉ	467	469	478	484	490	502	540	609	691	767
Transport										
GIC	S/O	S/O	354	369	385	S/O	389	396	401	406
Gulf	361	334	339	340	344	344	356	373	386	S/O
Impériale	369	343	335	330	324	320	304	299	272	S/O
Petro-Canada – Base	353	341	350	354	357	352	338	326	342	S/O
Shell	359	334	325	316	314	313	305	304	314	S/O
Hydro-Québec[1]	430	S/O	S/O	S/O	387	S/O	400	416	432	S/O
Québec-Cas 1B[1]	415	S/O	S/O	S/O	S/O	S/O	S/O	443	465	491
ONÉ	359	338	336	326	319	312	312	331	353	362
Non énergétique										
Gulf	88	91	95	98	100	102	104	108	111	S/O
Impériale	91	88	98	104	104	103	105	105	105	S/O
Petro-Canada – Base	89	90	93	95	99	101	113	193	201	S/O
Shell	86	85	87	86	88	90	96	103	107	S/O
ONÉ	89	84	81	82	84	85	88	94	100	106

Tableau A3-2 (suite)

	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005
					Québec (suite)					
Utilisation finale globale										
APC	1044	S/O	S/O	S/O	S/O	S/O	1095	1197	S/O	S/O
GIC	S/O	S/O	1343	1367	1392	S/O	1433	1491	1565	1645
GMi	1309	1300	1365	1378	1377	S/O	1390	1541	1699	1823
Gulf	1353	1310	1341	1350	1366	1370	1419	1525	1636	S/O
Impériale	1375	1318	1351	1358	1353	1356	1363	1424	1444	S/O
Petro-Canada – Base	1336	1337	1392	1426	1458	1478	1525	1685	1793	S/O
Shell	1339	1303	1298	1257	1260	1265	1289	1394	1519	S/O
Hydro-Québec[1]	1403	S/O	S/O	S/O	1336	S/O	1415	1527	1641	S/O
Québec-Cas 1B[1]	1334	S/O	S/O	S/O	S/O	S/O	S/O	1603	1686	1809
ONÉ	1388	1340	1345	1346	1351	1363	1427	1561	1715	1850
					Ontario					
Résidentiel										
Gulf	452	429	443	449	453	457	468	485	503	S/O
Impériale	452	437	439	432	423	415	412	411	409	S/O
Petro-Canada – Base	443	441	461	472	479	486	502	533	571	S/O
Shell	446	437	434	432	432	432	439	440	436	S/O
TCPL	425	440	448	462	474	483	503	510	514	519
Ontario	453	465	470	474	472	471	466	461	453	S/O
ONÉ	475	455	450	441	437	438	447	463	480	506
Commercial										
Gulf	337	340	346	353	356	356	372	422	494	S/O
Impériale	316	316	343	348	354	362	371	402	431	S/O
Petro-Canada – Base	307	315	334	343	352	361	389	432	484	S/O
Shell	322	307	304	292	291	289	287	314	343	S/O
TCPL	316	308	315	323	322	322	326	360	394	434
Ontario	280	283	287	290	292	293	297	324	348	S/O
ONÉ	319	312	310	308	312	317	333	368	408	451
Industriel										
Gulf	675	690	727	747	752	751	784	867	970	S/O
Impériale	705	728	785	817	831	834	884	967	1023	S/O
Petro-Canada – Base	731	693	707	732	756	776	826	909	1008	S/O
Shell	693	701	722	691	707	725	780	954	1129	S/O
TCPL	647	702	740	766	795	817	865	918	960	1008
Ontario	768	815	834	851	900	913	1025	1110	1251	S/O
ONÉ	714	747	776	797	813	837	903	1029	1169	1290
Transport										
Gulf	568	571	582	590	594	596	609	642	672	S/O
Impériale	577	573	582	584	577	569	540	460	423	S/O
Petro-Canada – Base	568	562	576	583	583	578	553	531	578	S/O
Shell	564	535	521	503	496	486	469	475	487	S/O
Ontario	554	570	565	557	555	557	567	604	635	S/O
ONÉ	564	566	555	555	543	541	539	565	591	585

[1] Hydro-Québec et le gouvernement du Québec ont présenté leur prévision en se servant des années suivantes : 1981, 1986, 1991, 1996, 2001, 2006.

Tableau A3-2 (suite)

	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005
Ontario (suite)										
Non énergétique										
Gulf	162	178	183	187	202	214	243	266	284	S/O
Impériale	176	202	199	167	164	168	169	173	182	S/O
Petro-Canada – Base	180	190	196	213	217	227	232	241	251	S/O
Shell	162	171	189	189	192	196	208	221	233	S/O
Ontario	153	158	160	160	165	168	182	195	210	S/O
ONÉ	170	178	193	211	211	206	210	217	224	231
Utilisation finale globale										
APC	2365	S/O	S/O	S/O	S/O	S/O	2646	2867	S/O	S/O
Gulf	2194	2208	2282	2326	2358	2373	2476	2682	2923	S/O
Husky/NOVA	2174	2129	2202	2243	2267	2298	2385	2548	2746	2961
Impériale	2266	2297	2389	2420	2430	2429	2458	2494	2549	S/O
Petro-Canada – Base	2229	2201	2275	2342	2387	2429	2502	2646	2892	S/O
Shell	2187	2151	2171	2107	2118	2128	2183	2404	2628	S/O
Ontario	2208	2291	2316	2332	2384	2402	2537	2694	2897	S/O
ONÉ	2245	2261	2289	2323	2328	2352	2450	2665	2902	3092
Manitoba										
Résidentiel										
Gulf	53	50	51	52	52	53	54	56	58	S/O
Petro-Canada – Base	56	54	57	58	57	56	56	57	65	S/O
Shell	61	63	63	63	62	61	61	60	57	S/O
TCPL	48	49	50	52	51	52	53	54	55	55
ONÉ	59	55	55	54	54	54	55	54	53	53
Commercial										
Gulf	49	48	50	51	52	52	54	61	70	S/O
Petro-Canada – Base	45	41	43	42	42	41	43	49	57	S/O
Shell	36	36	36	34	34	34	33	37	40	S/O
TCPL	44	41	44	44	43	44	43	47	49	53
ONÉ	45	42	45	46	46	47	49	53	57	61
Industriel										
Gulf	47	47	47	48	49	49	52	58	64	S/O
Petro-Canada – Base	31	37	39	41	43	45	49	55	65	S/O
Shell	41	41	43	41	43	44	47	54	64	S/O
TCPL	42	40	42	41	43	44	45	49	50	53
ONÉ	35	39	42	45	47	48	53	58	63	67
Transport										
Gulf	79	79	79	80	81	81	83	85	87	S/O
Petro-Canada – Base	78	79	82	81	78	76	70	68	74	S/O
Shell	79	69	67	66	66	65	65	66	69	S/O
ONÉ	79	80	77	75	74	73	75	80	90	100
Non énergétique										
Gulf	6	9	9	9	9	9	11	11	13	S/O
Petro-Canada – Base	9	9	9	10	10	10	11	11	12	S/O
Shell	11	7	7	7	7	8	8	9	10	S/O
ONÉ	10	10	10	10	10	10	11	11	12	12

Tableau A3-2 (suite)

	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005
Manitoba (suite)										
Utilisation finale globale										
Gulf	234	232	237	241	243	244	254	271	292	S/O
Petro-Canada – Base	219	220	231	231	230	228	228	241	273	S/O
Shell	228	216	216	211	212	212	214	227	241	S/O
TCPL	136	133	137	138	140	140	144	151	155	162
ONÉ	229	226	229	230	232	234	244	259	278	297
Saskatchewan										
Résidentiel										
Gulf	71	67	71	72	72	74	77	83	90	S/O
Petro-Canada – Base	63	58	61	61	61	62	64	71	79	S/O
Shell	74	75	75	74	74	74	75	77	77	S/O
ONÉ	77	72	75	75	75	74	74	74	76	77
Commercial										
Gulf	40	40	42	42	42	41	44	50	60	S/O
Petro-Canada – Base	34	32	35	35	37	38	42	51	59	S/O
Shell	33	31	31	30	30	30	30	33	36	S/O
ONÉ	34	32	33	34	35	37	40	46	52	59
Industriel										
Gulf	61	62	63	64	65	65	69	77	86	S/O
Petro-Canada – Base	57	56	72	85	99	113	152	199	241	S/O
Shell	68	70	74	72	74	75	81	92	105	S/O
ONÉ	66	71	75	79	82	85	94	111	130	146
Transport										
Gulf	92	93	94	95	96	96	97	99	102	S/O
Petro-Canada – Base	105	105	110	111	111	112	112	112	116	124
Shell	91	86	83	82	82	81	82	84	86	S/O
ONÉ	91	93	97	95	94	93	92	92	99	111
Non énergétique										
Gulf	14	13	13	14	14	15	15	15	15	S/O
Petro-Canada – Base	12	11	12	13	14	15	16	19	22	S/O
Shell	14	10	11	11	11	12	13	14	15	S/O
ONÉ	14	13	13	13	13	14	14	15	16	17
Utilisation finale globale										
Gulf	278	274	283	287	291	292	302	324	353	S/O
Husky/NOVA	275	265	276	283	285	291	310	346	390	437
Petro-Canada – Base	271	262	290	305	322	339	387	456	524	S/O
Shell	280	272	273	269	271	271	280	299	320	S/O
ONÉ	282	281	294	297	300	304	316	342	377	414

Tableau A3-2 (suite)

	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005
					Alberta					
Résidentiel										
Gulf	178	168	180	184	188	190	200	218	238	S/O
Impériale	175	160	170	171	174	177	192	203	207	S/O
Petro-Canada – Base	174	151	163	162	162	163	168	187	208	S/O
Shell	208	190	193	195	196	198	205	216	223	S/O
ONÉ	192	172	167	161	158	159	166	176	188	205
Commercial										
Gulf	157	156	162	167	170	170	178	208	251	S/O
Impériale	140	146	157	161	164	167	180	199	219	S/O
Petro-Canada – Base	144	132	151	156	163	170	194	242	291	S/O
Shell	118	113	112	108	108	108	110	123	138	S/O
ONÉ	144	129	143	148	153	158	174	203	236	276
Industriel										
Gulf	242	227	235	241	246	248	263	303	353	S/O
Impériale	266	298	322	327	335	340	360	397	436	S/O
Petro-Canada – Base	205	188	202	203	210	216	234	274	317	S/O
Shell	250	272	316	344	364	424	512	597	689	S/O
ONÉ	175	165	169	172	176	181	199	236	279	320
Transport										
Gulf	251	240	247	252	257	259	267	294	327	S/O
Impériale	272	267	273	276	281	284	285	280	253	S/O
Petro-Canada – Base	266	256	265	269	274	277	286	312	342	S/O
Shell	250	241	244	246	248	248	253	282	289	S/O
ONÉ	251	250	248	240	237	233	227	233	254	272
Non énergétique										
Gulf	163	201	217	255	274	283	376	396	429	S/O
Impériale	158	186	209	252	265	267	267	328	359	S/O
Petro-Canada – Base	221	220	234	402	405	408	493	521	548	S/O
Shell	122	148	192	193	196	199	209	216	224	S/O
ONÉ	224	260	295	347	353	357	376	443	463	474
Utilisation finale globale										
Gulf	990	992	1041	1098	1133	1150	1284	1417	1598	S/O
Husky/NOVA	990	973	1022	1070	1096	1134	1263	1458	1680	1903
Impériale	1011	1057	1132	1187	1219	1237	1203	1407	1474	S/O
Petro-Canada	1009	948	1015	1192	1213	1234	1374	1537	1708	S/O
Shell	948	964	1056	1085	1113	1179	1290	1434	1564	S/O
ONÉ	986	976	1022	1069	1077	1089	1141	1291	1419	1546
					Colombie-Britannique et Territoires					
Résidentiel										
Gulf	120	113	119	121	125	127	132	140	147	S/O
Impériale	112	109	113	111	112	113	114	117	119	S/O
Petro-Canada – Base	110	106	120	124	126	128	134	149	167	S/O
Shell	128	128	131	132	133	134	139	144	149	S/O
ONÉ	126	117	119	119	119	119	121	128	136	144

Tableau A3-2 (suite)

	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005
					Colombie-Britannique et Territoires (suite)					
Commercial										
Gulf	100	100	103	106	106	106	111	126	149	S/O
Impériale	85	83	87	90	94	99	102	111	121	S/O
Petro-Canada – Base	91	88	99	101	102	104	113	133	159	S/O
Shell	84	83	83	79	79	79	79	87	96	S/O
ONÉ	99	90	97	99	101	103	110	127	147	171
Industriel										
Gulf	356	357	373	383	387	388	411	459	512	S/O
Impériale	370	347	370	384	398	410	448	496	554	S/O
Petro-Canada – Base	346	331	324	374	354	340	321	333	381	S/O
Shell	320	327	338	328	335	341	360	423	492	S/O
ONÉ	390	396	410	417	430	438	466	510	563	614
Transport										
Gulf	243	224	229	237	241	240	249	262	277	S/O
Impériale	241	224	228	228	227	230	234	226	205	S/O
Petro-Canada – Base	245	231	237	242	244	245	243	251	262	S/O
Shell	239	237	236	234	234	233	231	239	246	S/O
ONÉ	243	222	225	229	229	231	239	260	281	304
Non énergétique										
Gulf	18	24	34	35	37	37	40	58	59	S/O
Impériale	21	37	35	35	36	36	51	50	52	S/O
Petro-Canada – Base	31	35	39	45	53	61	65	72	79	S/O
ONÉ	31	34	35	36	38	48	61	64	66	69
Utilisation finale globale										
APC	863	S/O	S/O	S/O	S/O	S/O	1016	1101	S/O	S/O
Gulf	838	818	859	882	895	898	943	1044	1144	S/O
Husky/NOVA	810	788	833	865	888	918	1007	1167	1345	1525
Impériale	830	800	832	849	867	888	947	1000	1050	S/O
Petro-Canada – Base	823	791	820	886	880	877	876	938	1048	S/O
Shell	791	806	819	806	815	823	855	941	1031	S/O
ONÉ	888	859	885	899	916	940	997	1089	1193	1302

Tableau A4-1
Données historiques – Demande d'énergie par combustible d'utilisation finale – Canada

(Pétajoules)

	1960	1961	1962	1963	1964	1965	1966	1967	1968	1969	1970
Électricité	S/O	S/O	379.0	397.3	436.8	470.9	512.6	542.6	579.4	624.2	664.0
Produits pétroliers	S/O	S/O	1801.7	1917.7	2057.4	2202.9	2316.8	2466.7	2612.3	2739.8	2923.0
Gaz naturel	S/O	S/O	411.2	444.0	499.1	545.5	600.5	652.6	719.0	816.1	879.2
LGN	S/O	S/O	21.2	25.3	29.4	37.0	46.7	47.3	46.4	55.4	53.5
Charbon, Coke & gaz de cokéfaction	S/O	S/O	440.3	436.3	439.1	429.8	410.2	377.2	366.9	320.7	313.0
Renouvelables et vapeur	S/O	S/O	111.5	102.6	94.6	88.8	82.6	81.5	78.1	72.5	68.7
Total	**S/O**	**S/O**	**3164.8**	**3323.2**	**3556.4**	**3775.0**	**3969.3**	**4167.9**	**4402.1**	**4628.8**	**4901.4**

	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981
Électricité	698.6	758.2	816.5	872.0	856.9	918.3	986.7	1032.7	1059.3	1100.7	1139.2
Produits pétroliers	2968.3	3165.7	3295.3	3384.2	3289.7	3391.4	3416.7	3475.8	3618.5	3555.4	3336.5
Gaz naturel	974.7	1092.9	1112.3	1222.7	1208.0	1326.5	1416.6	1495.8	1554.2	1557.1	1535.6
LGN	63.2	67.7	66.4	82.1	77.3	88.8	89.6	64.6	94.9	105.1	111.9
Charbon, Coke & gaz de cokéfaction	257.4	250.0	262.5	253.3	234.3	242.2	236.6	246.6	255.2	252.8	227.1
Renouvelables et vapeur	62.6	56.6	57.3	58.4	62.6	319.7	319.1	380.0	458.8	485.5	489.3
Total	**5024.8**	**5391.2**	**5610.2**	**5872.8**	**5728.8**	**6286.8**	**6465.5**	**6695.5**	**7041.1**	**7056.7**	**6839.7**

Tableau A4-2
Demande d'énergie par combustible d'utilisation finale – Canada et régions
Comparaison des points de vue des intervenants

(Pétajoules)

	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005
				Canada						
Électricité										
Gulf	1129	1165	1248	1303	1339	1365	1483	1710	1955	S/O
Husky/NOVA	1131	1136	1168	1179	1192	1220	1300	1487	1718	1969
Impériale	1131	1185	1235	1284	1331	1377	1489	1680	1811	S/O
Petro-Canada – Base	1125	1158	1237	1308	1361	1418	1612	1994	2426	S/O
Petro-Canada – Forte	1125	1158	1238	1312	1372	1431	1632	1991	2398	S/O
Petro-Canada – Faible	1125	1158	1238	1311	1366	1424	1612	1999	2411	S/O
Shell	1143	1153	1173	1155	1172	1190	1245	1386	1547	S/O
ONÉ	1129	1161	1222	1272	1310	1353	1486	1720	1977	2211
Produits pétroliers										
APC	3312	S/O	S/O	S/O	S/O	S/O	3279	3322	S/O	S/O
Dome – Forte	3121	2980	3022	2994	2910	2882	2825	2868	2966	S/O
Dome – Faible	3121	2980	3036	3078	3093	3121	3205	3472	3711	S/O
Gulf	2975	2784	2778	2785	2799	2788	2836	2924	3040	S/O
Husky/NOVA	3045	2883	2961	3014	3023	3047	3162	3364	3647	3941
Impériale	3023	2851	2816	2751	2700	2677	2582	2363	2207	S/O
Petro-Canada – Base	2947	2788	2854	2894	2894	2876	2786	2752	2835	S/O
Petro-Canada – Forte	2947	2783	2843	2810	2735	2669	2547	2517	2622	S/O
Petro-Canada – Faible	2947	2783	2843	2869	2888	2895	2912	3076	3331	S/O
Shell	2953	2811	2772	2686	2673	2651	2625	2676	2744	S/O
Texaco	3397	3134	3117	3080	3045	3020	2995	3099	S/O	S/O
ONÉ	2965	2773	2718	2660	2584	2531	2482	2509	2630	2750
Gaz naturel										
Amoco	S/O	1530	1580	1630	1680	1750	1950	2210	2530	2950
APC	1707	S/O	S/O	S/O	S/O	S/O	2096	2363	S/O	S/O
Dome – Forte	1582	1516	1607	1705	1730	1747	1840	2020	2205	S/O
Dome – Faible	1582	1516	1640	1732	1788	1833	2001	2281	2577	S/O
Gulf	1584	1619	1704	1758	1795	1821	1928	2100	2302	S/O
Husky/NOVA	1584	1568	1639	1701	1755	1819	1980	2289	2588	2880
Impériale	1627	1690	1880	1934	1975	1986	2059	2219	2296	S/O
Petro-Canada – Base	1586	1558	1730	1941	2024	2097	2296	2565	2808	S/O
Petro-Canada – Forte	1586	1557	1725	1895	1935	1972	2118	2340	2558	S/O
Petro-Canada – Faible	1586	1557	1725	1926	2012	2090	2335	2677	3069	S/O
Shell	1551	1595	1692	1685	1725	1767	1908	2189	2446	S/O
ONÉ	1585	1573	1651	1725	1774	1833	2012	2313	2591	2857

• Les données de la demande fournies par l'ONÉ pour 1982 sont les données réelles publiées sauf pour le bois, les déchets de bois et la liqueur noire, le combustible de retraitement et les combustibles de transport pipelinier

Chaque fois que possible, les données de 1983 sont fondées sur les tendances établies publiées dans les catalogues mensuels de Statistique Canada.

Tableau A4-2 (suite)

	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005
					Canada (suite)					
Éthane										
Amoco	22	34	37	53	69	85	101	133	133	133
Gulf	31	37	55	71	82	84	123	129	136	S/O
Husky/NOVA	21	33	48	70	76	79	115	126	126	126
Impériale	24	28	39	60	71	73	73	110	135	S/O
Shell	22	27	51	70	70	109	122	122	122	S/O
ONÉ	22	35	49	73	75	75	75	108	115	115
GPL										
Dome – Faible	S/O	111	131	136	142	142	143	143	140	140
Gulf	78	90	101	106	106	106	110	118	127	S/O
Impériale	87	93	97	129	122	122	143	142	142	S/O
Petro-Canada – Base	112	123	144	197	201	204	252	287	296	S/O
Shell	63	66	67	67	67	69	70	75	78	S/O
ONÉ	80	90	99	102	117	132	140	153	160	173
Charbon, coke et gaz de cokéfaction										
APC	204	S/O	S/O	S/O	S/O	S/O	283	367	S/O	S/O
Gulf	222	220	233	239	239	238	253	278	317	S/O
Husky/NOVA	211	210	234	239	241	243	251	247	238	227
Impériale	224	214	226	239	247	254	265	323	344	S/O
Petro-Canada – Base	210	195	194	197	199	205	214	233	248	S/O
Petro-Canada – Forte	210	195	194	196	198	203	212	232	248	S/O
Petro-Canada – Faible	210	195	194	197	200	205	215	238	263	S/O
Shell	213	216	223	213	220	228	254	335	420	S/O
ONÉ	205	233	251	257	257	264	277	311	349	376
Déchets de bois et liqueur noire										
APC	315	S/O	S/O	S/O	S/O	S/O	438	494	S/O	S/O
Dome – Faible	315	310	319	324	328	335	365	420	500	S/O
Gulf	281	303	320	329	336	340	375	434	487	S/O
Husky/NOVA	324	315	339	358	372	388	431	509	599	701
Impériale	324	318	333	347	357	368	402	458	522	S/O
Petro-Canada – Base	315	319	263	259	238	222	194	171	176	S/O
Petro-Canada – Forte	315	318	262	255	232	214	186	169	180	S/O
Petro-Canada – Faible	315	318	262	257	236	221	197	192	201	S/O
Shell	278	285	297	287	291	295	307	358	409	S/O
ONÉ	365	384	401	409	415	421	438	442	445	445
Énergie solaire et bois										
Gulf	69	69	68	68	69	69	72	110	163	S/O
Husky/NOVA	0	2	2	1	1	2	3	16	46	90
Impériale	40	42	43	43	41	39	38	45	96	S/O
Petro-Canada – Base	5	5	7	11	16	20	34	59	94	S/O
Petro-Canada – Forte	5	5	7	11	15	19	32	57	92	S/O
Petro-Canada – Faible	5	5	7	11	15	20	34	64	105	S/O
Shell	0	0	0	0	0	0	38	52	75	S/O
ONÉ	97	100	103	106	113	118	136	171	197	219

Tableau A4-2 (suite)

	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005
					Canada (suite)					
Utilisation finale globale										
APC	6910	S/O	S/O	S/O	S/O	S/O	7782	8429	S/O	S/O
Dome – Faible	6523	6336	6681	6960	7100	7235	7604	8347	9181	S/O
Gulf	6370	6292	6508	6658	6766	6813	7180	7805	8528	S/O
Husky/NOVA	6317	6145	6391	6562	6661	6797	7240	8038	8962	9933
Impériale	6483	6424	6677	6795	6853	6905	7060	7350	7560	S/O
Petro-Canada – Base	6354	6194	6477	6854	6983	7092	7441	8111	8940	S/O
Shell	6222	6165	6273	6162	6219	6308	6568	7190	7839	S/O
ONÉ	6510	6407	6535	6639	6678	6759	7072	7752	8489	9168
					Atlantique					
Électricité										
Gulf	78	79	87	95	101	106	120	136	154	S/O
Impériale	78	83	87	90	94	97	106	119	130	S/O
Petro-Canada – Base	78	82	88	91	96	100	125	173	233	S/O
Shell	81	84	86	85	87	89	95	107	121	S/O
ONÉ	78	80	87	91	95	100	111	136	167	191
Produits pétroliers										
Gulf	335	309	307	305	304	302	288	278	281	S/O
Impériale	335	305	300	294	289	288	281	207	189	S/O
Petro-Canada – Base	326	294	305	311	317	320	323	312	321	S/O
Shell	315	300	298	289	287	285	283	280	285	S/O
ONÉ	327	294	295	290	285	282	277	261	261	281
Gaz naturel										
Gulf	0	1	1	1	1	1	12	33	40	S/O
Impériale	0	0	0	0	0	0	0	51	60	S/O
Petro-Canada – Base	0	0	0	0	0	0	2	40	66	S/O
Shell	0	0	0	0	2	4	11	32	50	S/O
ONÉ	0	0	0	0	0	0	11	41	62	77
GPL										
Gulf	4	4	4	4	4	4	4	5	6	S/O
Impériale	4	4	3	3	3	3	4	4	4	S/O
Petro-Canada – Base	6	6	6	7	7	7	7	4	4	S/O
Shell	4	4	4	4	4	4	4	4	5	S/O
ONÉ	4	4	4	4	4	4	5	7	8	8
Charbon, Coke et gaz de cokéfaction										
Gulf	18	18	19	20	21	21	24	27	31	S/O
Impériale	13	16	21	24	27	30	28	30	34	S/O
Petro-Canada – Base	10	10	10	11	11	12	13	12	12	S/O
Shell	19	19	19	17	17	17	17	17	16	S/O
ONÉ	10	11	12	13	13	14	14	17	19	21

Tableau A4-2 (suite)

	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005
Atlantique (suite)										
Déchets de bois et liqueur noire										
Gulf	23	24	25	26	27	27	30	36	44	S/O
Impériale	31	33	34	36	37	38	42	48	56	S/O
Petro-Canada – Base	33	32	30	31	33	34	37	26	22	S/O
Shell	31	31	32	30	31	31	32	37	42	S/O
ONÉ	31	34	35	36	37	37	38	39	39	39
Énergie solaire et bois										
Gulf	24	24	24	23	23	23	23	25	28	S/O
Impériale	46	49	51	53	53	54	58	59	66	S/O
Petro-Canada – Base	33	32	31	33	35	37	41	31	27	S/O
Shell	31	31	32	30	31	31	46	53	60	S/O
ONÉ	24	25	26	26	27	28	31	38	42	45
Utilisation finale globale										
Gulf	482	458	466	474	480	483	501	540	583	S/O
Impériale	476	457	461	464	466	472	476	471	482	S/O
Petro-Canada – Base	467	435	454	466	481	492	527	585	674	S/O
Shell	448	438	440	425	428	430	455	492	537	S/O
ONÉ	493	463	472	474	473	477	497	545	605	667
Terre-Neuve										
Électricité										
Terre-Neuve	27	27	29	31	31	32	46	51	59	67
Shell	27	29	29	29	29	30	32	38	44	S/O
ONÉ	27	28	31	32	34	35	39	48	59	67
Produits pétroliers										
Terre-Neuve	82	82	82	84	86	89	96	107	124	145
Shell	77	73	73	72	72	73	77	84	92	S/O
ONÉ	81	73	74	72	71	71	70	66	67	73
Utilisation finale globale										
Terre-Neuve	111	112	114	117	120	123	145	160	184	215
Shell	104	102	103	100	102	104	112	125	140	S/O
ONÉ	124	117	120	121	121	122	126	134	147	163
Île-du-Prince Édouard										
Électricité										
Maritime Electric	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3
ONÉ	2	2	2	2	2	2	2	3	3	4
Produits pétroliers										
ONÉ	14	13	13	12	12	12	12	12	12	13
Utilisation finale globale										
ONÉ	18	17	17	17	17	17	18	19	19	21

Tableau A4-2 (suite)

	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005
Nouvelle-Écosse										
Électricité										
Nouvelle-Écosse	22	22	22	24	24	25	26	30	33	37
ONÉ	21	22	24	25	26	27	31	37	46	53
Produits pétroliers										
Nouvelle-Écosse	125	123	124	128	128	129	125	130	135	142
ONÉ	129	116	117	115	113	112	111	106	106	115
Gaz naturel										
ONÉ	0	0	0	0	0	0	5	19	30	38
Utilisation finale globale										
Nouvelle-Écosse	180	178	178	183	185	187	185	193	203	215
ONÉ	190	179	182	182	182	182	190	209	232	257
Nouveau-Brunswick										
Électricité										
Nouveau-Brunswick	27	S/O	S/O	34	S/O	S/O	38	42	46	S/O
CEENB	26	29	31	32	33	35	37	42	S/O	S/O
ONÉ	27	28	31	32	34	35	39	48	59	68
Produits pétroliers										
Nouveau-Brunswick	109	S/O	S/O	93	S/O	S/O	86	66	60	S/O
ONÉ	103	92	92	90	88	87	84	78	76	80
Gaz naturel										
Nouveau-Brunswick	1	S/O	S/O	1	S/O	S/O	4	23	26	S/O
ONÉ	1	1	1	1	1	1	6	22	32	38
Utilisation finale globale										
Nouveau-Brunswick	160	S/O	S/O	158	S/O	S/O	161	163	166	S/O
ONÉ	161	151	154	154	154	155	163	184	206	226
Québec										
Électricité										
GIC	S/O	S/O	430	450	470	S/O	500	542	607	655
Gulf	390	413	447	465	473	481	518	585	651	S/O
Impériale	389	406	417	426	434	442	470	508	529	S/O
Petro-Canada – Base	389	393	401	404	407	414	442	517	588	S/O
Shell	389	393	399	389	394	399	416	461	516	S/O
TCPL	380	436	465	482	496	508	542	585	627	671
Hydro-Québec[1]	397	S/O	S/O	S/O	470	S/O	507	551	621	S/O
Québec-Cas 1B[1]	398	S/O	S/O	S/O	S/O	S/O	S/O	717	796	879
ONÉ	390	400	427	447	460	476	526	608	694	771

Tableau A4-2 (suite)

	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005
					Québec (suite)					
Produits pétroliers										
APC	859	S/O	S/O	S/O	S/O	S/O	766	778	S/O	S/O
GIC	S/O	S/O	661	638	620	S/O	596	598	600	624
Gulf	766	688	664	641	643	636	631	631	629	S/O
Impériale	773	685	659	641	623	609	568	532	489	S/O
Petro-Canada – Base	753	713	728	727	723	707	659	633	600	S/O
Shell	758	708	674	643	634	627	604	596	601	S/O
TCPL	335	299	277	264	247	236	203	193	166	143
Hydro-Québec[1]	797	S/O	S/O	S/O	620	S/O	591	602	603	S/O
Québec-Cas 1B[1]	800	S/O	S/O	S/O	S/O	S/O	S/O	595	572	563
ONÉ	767	679	638	601	582	566	543	538	555	573
Gaz naturel										
APC	111	S/O	S/O	S/O	S/O	S/O	219	299	S/O	S/O
GIC	S/O	S/O	149	174	194	S/O	223	231	233	235
GMi	112	138	151	176	191	S/O	227	267	309	343
Gulf	111	114	128	138	142	145	149	165	185	S/O
Impériale	111	128	174	190	197	205	219	267	283	S/O
Petro-Canada – Base	110	139	178	211	242	271	338	413	465	S/O
Shell	110	119	140	142	147	152	169	212	246	S/O
TCPL	111	128	141	166	183	192	211	222	228	234
Hydro-Québec[1]	116	S/O	S/O	S/O	136	S/O	198	246	281	S/O
Québec-Cas 1B[1]	119	S/O	S/O	S/O	S/O	S/O	S/O	234	234	244
ONÉ	111	134	143	158	166	175	204	242	281	312
GPL										
Gulf	17	17	18	18	18	18	19	22	24	S/O
Impériale	17	13	13	9	9	9	11	10	9	S/O
Petro-Canada – Base	14	15	15	15	15	15	15	43	45	S/O
Shell	13	13	13	13	13	13	14	14	15	S/O
ONÉ	16	16	24	26	26	27	29	32	34	37
Charbon, coke et gaz de cokéfaction										
APC	17	S/O	S/O	S/O	S/O	S/O	27	30	S/O	S/O
GIC	S/O	S/O	17	17	17	S/O	17	17	17	17
Gulf	14	14	15	15	15	15	17	19	21	S/O
Impériale	17	22	22	22	22	22	24	27	31	S/O
Petro-Canada – Base	17	17	16	16	15	15	13	12	11	S/O
Shell	16	16	16	17	18	18	21	32	44	S/O
TCPL	17	17	17	19	22	25	31	38	43	50
Hydro-Québec[1]	17	S/O	S/O	S/O	20	S/O	22	25	27	S/O
Québec-Cas 1B[1]	17	S/O	S/O	S/O	S/O	S/O	S/O	24	30	33
ONÉ	17	18	17	17	17	17	17	20	22	25
Déchets de bois et liqueur noire										
Gulf	42	49	55	59	61	63	70	81	94	S/O
Impériale	57	52	54	56	57	58	61	70	82	S/O
Petro-Canada – Base	52	58	52	50	50	49	47	47	51	S/O
Shell	54	54	56	53	54	55	56	68	81	S/O
TCPL	20	21	21	22	22	23	25	28	31	34
Hydro-Québec[1]	55	S/O	S/O	S/O	65	S/O	70	75	80	S/O
ONÉ	57	61	63	64	65	66	68	68	69	69

Tableau A4-2 (suite)

	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005
					Québec (suite)					
Énergie solaire et bois										
Gulf	14	14	14	14	14	14	14	15	20	S/O
Impériale	10	10	11	11	10	9	8	6	14	S/O
Petro-Canada – Base	1	2	2	3	4	4	6	9	S/O	S/O
Shell	0	0	0	0	0	0	8	9	10	S/O
Hydro-Québec[1]	21	S/O	S/O	S/O	26	S/O	28	28	29	S/O
ONÉ	31	32	33	34	34	35	36	44	45	45
Utilisation finale globale										
APC	1044	S/O	S/O	S/O	S/O	S/O	1095	1197	S/O	S/O
GIC	S/O	S/O	1343	1367	1392	S/O	1433	1491	1565	1645
GMi	1309	1300	1365	1378	1377	S/O	1390	1541	1699	1823
Gulf	1353	1310	1341	1350	1366	1370	1419	1525	1636	S/O
Impériale	1375	1318	1351	1358	1353	1356	1363	1424	1444	S/O
Petro-Canada – Base	1336	1337	1392	1426	1458	1478	1525	1685	1793	S/O
Shell	1339	1303	1298	1257	1260	1265	1289	1394	1519	S/O
Hydro-Québec[1]	1403	S/O	S/O	S/O	1336	S/O	1415	1527	1641	S/O
Québec-Cas 1B[1]	1334	S/O	S/O	S/O	S/O	S/O	S/O	1603	1686	1809
ONÉ	1388	1340	1345	1346	1351	1363	1427	1561	1715	1850
					Ontario					
Électricité										
APC	421	S/O	S/O	S/O	S/O	S/O	517	579	S/O	S/O
Gulf	354	370	392	410	425	432	470	532	642	S/O
Husky/NOVA	355	360	373	375	376	380	396	437	497	560
Impériale	354	378	395	412	430	447	481	545	588	S/O
Petro-Canada – Base	355	370	400	427	451	474	539	652	777	S/O
Shell	370	369	375	371	377	381	395	442	485	S/O
TCPL	353	371	388	400	412	423	452	482	513	546
Ontario Hydro	369	375	391	407	416	423	448	498	542	592
Ontario	346	358	368	377	383	390	416	469	532	S/O
ONÉ	355	369	383	397	407	419	457	518	582	642
Produits pétroliers										
APC	1030	S/O	S/O	S/O	S/O	S/O	1028	1044	S/O	S/O
Gulf	923	891	895	893	892	887	906	933	965	S/O
Husky/NOVA	936	902	918	927	925	927	933	955	997	1043
Impériale	961	964	953	903	881	869	821	723	681	S/O
Petro-Canada – Base	925	898	914	926	923	922	883	837	869	S/O
Shell	935	892	880	847	837	826	807	800	806	S/O
Ontario	941	968	960	942	942	932	924	940	969	S/O
ONÉ	918	892	878	870	831	800	780	797	832	837

[1] Hydro-Québec et le gouvernement du Québec on présenté leur prévision en se servant des années suivantes : 1981, 1986, 1991, 1996, 2001, 2006.

Tableau A4-2 (suite)

	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005
					Ontario (suite)					
Gaz naturel										
APC	692	S/O	S/O	S/O	S/O	S/O	808	883	S/O	S/O
Gulf	658	671	701	720	738	753	786	843	906	S/O
Husky/NOVA	658	642	658	682	704	721	778	871	963	1056
Impériale	671	691	761	779	795	789	807	814	830	S/O
Petro-Canada – Base	655	648	685	711	730	744	778	819	868	S/O
Shell	653	656	672	658	666	675	701	805	899	S/O
TCPL	656	679	696	705	712	719	737	797	854	915
Ontario	637	667	690	707	733	743	822	854	912	S/O
ONÉ	658	650	673	700	719	740	802	895	991	1084
GPL										
Gulf	31	38	41	44	44	44	45	46	48	S/O
Impériale	29	37	39	76	71	70	75	74	74	S/O
Petro-Canada – Base	21	34	37	39	43	46	53	61	69	S/O
Shell	15	14	15	14	14	14	15	16	16	S/O
ONÉ	23	35	36	37	50	63	64	67	67	69
Charbon, Coke et gaz de cokéfaction										
APC	164	S/O	S/O	S/O	S/O	S/O	220	281	S/O	S/O
Gulf	177	173	184	188	188	186	195	214	244	S/O
Husky/NOVA	166	170	194	198	200	202	209	203	190	177
Impériale	181	164	171	179	180	182	195	247	261	S/O
Petro-Canada – Base	174	158	158	160	163	168	179	200	216	S/O
Shell	161	166	173	164	170	177	198	263	327	S/O
TCPL	128	162	185	207	234	257	305	334	350	367
Ontario	177	189	201	207	222	230	250	277	310	S/O
ONÉ	165	188	205	211	212	218	231	261	292	314
Déchets de bois et liqueur noire										
APC	58	S/O	S/O	S/O	S/O	S/O	73	80	S/O	S/O
Gulf	43	47	51	52	52	52	55	60	64	S/O
Husky/NOVA	59	55	58	61	63	65	69	81	99	125
Impériale	59	53	55	57	58	60	64	72	81	S/O
Petro-Canada – Base	62	61	51	49	47	45	42	41	44	S/O
TCPL	20	21	21	21	21	21	21	22	23	23
Ontario	59	59	60	60	61	62	66	69	78	S/O
ONÉ	59	60	61	61	62	62	63	64	64	64
Énergie solaire et bois										
Gulf	19	19	19	19	19	20	21	35	54	S/O
Impériale	9	9	9	9	9	8	9	12	28	S/O
Petro-Canada – Base	1	0	0	1	1	2	5	12	22	S/O
Shell	53	54	56	53	54	55	67	78	95	S/O
Ontario	11	11	12	13	13	14	14	19	22	S/O
ONÉ	24	25	25	26	28	30	37	48	57	66

Tableau A4-2 (suite)

	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005
Utilisation finale globale				**Ontario (suite)**						
APC	2365	S/O	S/O	S/O	S/O	S/O	2646	2867	S/O	S/O
Gulf	2194	2208	2282	2326	2358	2373	2476	2682	2923	S/O
Husky/NOVA	2174	2129	2202	2243	2267	2298	2385	2548	2746	2961
Impériale	2266	2297	2389	2420	2430	2429	2458	2494	2549	S/O
Petro-Canada – Base	2229	2201	2275	2342	2387	2429	2502	2646	2892	S/O
Shell	2187	2151	2171	2107	2118	2128	2183	2404	2628	S/O
Ontario	2208	2291	2316	2332	2384	2402	2537	2694	2897	S/O
ONÉ	2245	2261	2289	2323	2328	2352	2450	2665	2902	3092
				Manitoba						
Électricité										
Gulf	42	42	44	45	47	48	53	59	65	S/O
Petro-Canada – Base	41	43	46	48	50	53	59	72	91	S/O
Shell	43	44	45	44	44	44	46	48	51	S/O
TCPL	43	46	49	49	53	54	58	63	68	74
Manitoba Hydro	42	44	46	47	49	50	55	64	72	78
ONÉ	42	42	44	46	47	48	51	56	60	63
Produits pétroliers										
Gulf	107	102	103	103	103	103	106	109	111	S/O
Petro-Canada – Base	105	104	108	106	103	99	93	92	99	S/O
Shell	105	93	90	89	89	88	88	91	96	S/O
TCPL	18	14	12	11	10	9	9	8	6	5
ONÉ	107	105	101	98	96	95	96	99	109	119
Gaz naturel										
Gulf	67	70	71	73	73	73	75	79	87	S/O
Petro-Canada – Base	65	63	67	67	67	66	65	64	67	S/O
Shell	67	66	67	65	65	66	66	71	75	S/O
TCPL	69	68	71	73	72	72	72	75	76	78
ONÉ	67	64	67	70	71	72	76	82	87	91
Propane										
Gulf	4	4	4	4	4	4	4	5	5	S/O
Petro-Canada – Base	4	4	4	4	4	3	3	3	3	S/O
Shell	5	5	5	5	5	5	5	5	5	S/O
ONÉ	4	4	3	3	3	3	4	4	4	5
Charbon, Coke et gaz de cokéfaction										
Gulf	3	3	3	3	3	3	4	4	5	S/O
Petro-Canada – Base	3	4	4	4	4	5	5	5	6	S/O
Shell	2	2	2	2	2	2	2	3	4	S/O
TCPL	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3
ONÉ	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Déchets de bois et liqueur noire										
Gulf	9	10	10	10	10	10	11	12	13	S/O
Shell	6	6	7	6	7	7	7	7	8	S/O
TCPL	4	2	2	2	2	2	2	2	2	2
ONÉ	3	4	5	6	7	7	8	8	8	8

Tableau A4-2 (suite)

	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005
Manitoba (suite)										
Énergie solaire et bois										
Gulf	2	2	2	2	2	2	2	3	6	S/O
Petro-Canada – Base	1	2	1	1	1	2	2	4	5	S/O
Shell	0	0	0	0	0	0	0	2	2	S/O
ONÉ	3	3	3	3	4	4	4	6	7	7
Utilisation finale globale										
Gulf	234	232	237	241	243	244	254	271	292	S/O
Petro-Canada – Base	219	220	231	231	230	228	228	241	273	S/O
Shell	228	216	216	211	212	212	214	227	241	S/O
TCPL	136	133	137	138	140	140	144	151	155	162
ONÉ	229	226	229	230	232	234	244	259	278	297
Saskatchewan										
Électricité										
Gulf	31	32	34	35	35	35	39	47	54	S/O
Husky/NOVA	32	34	35	37	38	39	43	52	61	75
Petro-Canada – Base	31	36	43	49	56	63	84	116	146	S/O
Shell	30	30	31	30	31	31	32	35	39	S/O
TCPL	31	33	34	36	37	37	40	42	45	49
Saskatchewan	32	34	35	37	38	40	43	49	55	61
ONÉ	31	32	35	36	38	39	42	49	55	62
Produits pétroliers										
Gulf	137	135	137	139	140	141	144	150	158	S/O
Husky/NOVA	141	139	143	147	147	148	155	169	186	202
Petro-Canada – Base	133	127	133	134	134	133	133	139	150	S/O
Shell	137	129	126	124	125	124	127	133	138	S/O
ONÉ	137	137	141	140	139	138	136	138	148	161
Gaz naturel										
Gulf	95	92	96	97	99	99	102	107	116	S/O
Husky/NOVA	95	88	93	95	97	99	107	120	136	151
Petro-Canada – Base	95	86	99	107	117	126	150	179	203	S/O
Shell	94	94	96	94	94	95	97	105	113	S/O
TCPL	95	104	109	110	110	111	114	118	123	128
CCPA	S/O	62	60	55	50	45	S/O	S/O	S/O	S/O
Saskatchewan	96	93	98	101	104	107	113	120	127	132
ONÉ	95	91	95	98	101	104	113	129	145	160
GPL										
Gulf	4	4	4	5	5	5	5	5	6	S/O
Petro-Canada – Base	4	4	4	5	5	5	5	5	4	S/O
Shell	4	4	4	4	4	4	5	5	5	S/O
Saskatchewan	4	4	4	4	4	4	4	5	5	5
ONÉ	4	3	3	4	4	4	4	5	6	6

Tableau A4-2 (suite)

	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005
Saskatchewan (suite)										
Charbon, Coke et gaz de cokéfaction										
Gulf	6	6	7	7	7	7	7	8	9	S/O
Husky/NOVA	6	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Petro-Canada – Base	2	2	2	2	2	2	2	2	1	S/O
Shell	7	6	7	6	7	7	7	8	9	S/O
TCPL	6	7	7	7	6	6	5	5	5	5
Saskatchewan	5	5	5	5	5	6	6	6	7	7
ONÉ	6	8	8	7	7	7	7	6	7	7
Déchets de bois et liqueur noire										
Gulf	3	3	3	3	3	3	4	4	4	S/O
Petro-Canada – Base	3	4	4	5	5	5	6	7	8	S/O
Shell	8	9	10	9	10	10	11	12	13	S/O
TCPL	4	1	1	1	1	2	2	3	3	3
ONÉ	8	9	10	10	10	10	11	11	11	11
Énergie solaire et bois										
Gulf	2	2	2	2	2	2	2	4	6	S/O
Husky/NOVA	0	0	0	0	0	0	0	1	3	4
Petro-Canada – Base	0	0	0	1	1	1	2	3	4	S/O
Shell	0	0	0	0	0	0	1	2	3	S/O
ONÉ	2	2	2	2	2	2	3	4	5	7
Utilisaticn finale globale										
Gulf	278	274	283	287	291	292	302	324	353	S/O
Husky/NOVA	275	265	276	283	285	291	310	346	390	437
Petro-Canada – Base	271	262	290	305	322	339	387	456	524	S/O
Shell	280	272	273	269	271	271	280	299	320	S/O
ONÉ	282	281	294	297	300	304	316	342	377	414
Alberta										
Électricité										
Gulf	89	86	90	93	97	99	108	134	166	S/O
Husky/NOVA	91	91	91	90	89	90	94	111	132	148
Impériale	91	93	101	109	116	123	143	181	213	S/O
Petro-Canada – Base	89	91	100	105	111	117	139	185	236	S/O
Shell	89	89	91	91	93	96	105	124	143	S/O
EUPC	82	87	94	99	106	110	128	150	181	206
ONÉ	89	93	94	98	101	106	118	140	167	194
Produits pétroliers										
Gulf	345	329	341	364	373	377	410	457	511	S/O
Husky/NOVA	365	347	361	375	383	395	440	518	612	712
Impériale	344	340	347	359	363	365	369	370	351	S/O
Petro-Canada – Base	342	325	336	354	360	364	378	416	461	S/O
Shell	345	337	351	353	359	361	376	418	440	S/O
ONÉ	345	340	341	337	335	333	330	341	369	394

Tableau A4-2 (suite)

	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005
					Alberta (suite)					
Gaz naturel										
Amoco	525	490	540	590	610	630	690	800	S/O	S/O
Gulf	409	507	520	535	546	554	606	650	725	S/O
Husky/NOVA	490	479	497	508	518	540	580	658	748	832
Impériale	502	541	586	601	611	617	627	667	684	S/O
Petro-Canada – Base	499	453	487	591	600	610	673	745	814	S/O
Shell	469	489	540	548	567	586	655	729	804	S/O
TCPL	490	603	650	743	775	897	958	1054	1157	1259
CCPA	S/O	701	778	805	830	860	S/O	S/O	S/O	S/O
ONÉ	490	473	502	525	528	537	578	657	721	791
Éthane										
Amoco	22	34	37	53	69	85	101	133	133	133
Gulf	31	37	55	71	82	84	123	129	136	S/O
Husky/NOVA	21	33	48	70	76	79	115	126	126	126
Impériale	24	28	39	60	71	73	73	110	135	S/O
Shell	22	27	51	70	70	109	122	122	122	S/O
ONÉ	22	35	49	73	75	75	75	108	115	115
GPL										
Gulf	21	20	21	21	21	21	22	24	25	S/O
Impériale	19	20	23	23	23	23	32	32	33	S/O
Petro-Canada – Base	17	14	17	16	16	16	15	15	15	S/O
Shell	14	15	15	16	16	16	17	19	20	S/O
ONÉ	21	18	19	19	21	21	23	25	28	31
Charbon, Coke et gaz de cokéfaction										
Gulf	2	2	2	2	2	2	2	2	2	S/O
Husky/NOVA	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Impériale	2	0	0	0	0	0	0	0	0	S/O
Petro-Canada – Base	2	2	1	1	1	1	1	0	0	S/O
Shell	1	0	0	0	1	1	3	6	11	S/O
ONÉ	3	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Déchets de bois et liqueur noire										
Gulf	11	12	12	12	12	12	12	13	15	S/O
Husky/NOVA	20	22	24	26	27	29	34	45	61	84
Impériale	24	30	31	33	34	35	38	45	52	S/O
Petro-Canada – Base	17	20	17	16	15	14	12	11	13	S/O
Shell	7	7	8	8	8	9	10	12	14	S/O
ONÉ	13	14	15	15	15	15	16	17	17	17
Énergie solaire et bois										
Gulf	0	0	0	0	0	0	1	8	18	S/O
Impériale	1	1	1	1	1	1	1	3	8	S/O
Petro-Canada – Base	1	2	2	3	4	5	8	13	19	S/O
Shell	0	0	0	0	0	0	2	4	8	S/O
ONÉ	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Tableau A4-2 (suite)

	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005
Alberta (suite)										
Utilisation finale globale										
Gulf	990	992	1041	1098	1133	1150	1284	1417	1598	S/O
Husky/NOVA	990	973	1022	1070	1096	1134	1263	1458	1680	1903
Impériale	1011	1057	1132	1187	1219	1237	1203	1407	1474	S/O
Petro-Canada	1009	948	1015	1192	1213	1234	1374	1537	1708	S/O
Shell	948	964	1056	1085	1113	1179	1290	1434	1564	S/O
ONÉ	986	976	1022	1069	1077	1089	1141	1291	1419	1546
Colombie-Britannique et Territoires										
Électricité										
APC	167	S/O	S/O	S/O	S/O	S/O	198	222	S/O	S/O
Gulf	145	144	153	158	161	163	176	197	222	S/O
Husky/NOVA	142	141	148	152	156	162	178	206	237	267
Impériale	142	145	153	159	166	173	185	207	222	S/O
Petro-Canada – Base	143	144	159	185	189	196	221	276	350	S/O
Shell	142	144	147	145	147	149	155	169	191	S/O
ONÉ	145	144	153	158	163	167	181	213	252	289
Produits pétroliers										
APC	361	S/O	S/O	S/O	S/O	S/O	381	401	S/O	S/O
Gulf	363	330	332	339	344	342	351	365	384	S/O
Husky/NOVA	349	337	350	362	366	375	405	464	530	588
Impériale	341	318	318	316	314	315	316	306	286	S/O
Petro-Canada – Base	363	326	330	333	328	323	308	314	326	S/O
Shell	355	351	351	341	342	341	340	359	377	S/O
ONÉ	363	325	323	324	317	317	320	335	357	385
Gaz naturel										
APC	191	S/O	S/O	S/O	S/O	S/O	226	231	S/O	S/O
Gulf	163	166	188	195	196	197	198	222	244	S/O
Husky/NOVA	163	158	169	176	183	191	212	245	279	315
Impériale	179	170	186	189	196	201	226	234	246	S/O
Petro-Canada – Base	162	170	213	251	264	274	283	293	312	S/O
Shell	160	173	178	178	184	190	210	235	259	S/O
TCPL	163	176	181	189	203	209	221	241	259	278
ONÉ	163	162	170	175	189	204	228	266	304	342
GPL										
Gulf	8	9	10	11	11	11	12	13	15	S/O
Impériale	7	7	7	8	8	8	11	11	11	S/O
Petro-Canada – Base	5	5	6	6	6	6	6	7	8	S/O
Shell	7	7	7	7	7	7	7	8	9	S/O
ONÉ	8	9	10	10	10	10	11	13	14	16
Charbon, Coke et gaz de cokéfaction										
APC	2	S/O	S/O	S/O	S/O	S/O	7	8	S/O	S/O
Gulf	2	2	2	4	4	4	5	5	6	S/O
Husky/NOVA	3	4	5	5	5	5	6	6	7	7
Impériale	3	4	5	6	8	10	10	11	13	S/O
Petro-Canada – Base	2	2	2	2	2	2	1	1	1	S/O
Shell	7	6	6	6	6	6	7	7	8	S/O
ONÉ	3	3	3	3	3	3	3	4	4	5

Tableau A4-2 (suite)

	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005
Colombie-Britannique et Territoires (suite)										
Déchets de bois et liqueur noire										
APC	143	S/O	S/O	S/O	S/O	S/O	205	239	S/O	S/O
Gulf	149	159	165	167	171	172	194	228	254	S/O
Husky/NOVA	154	149	161	170	178	185	206	246	293	347
Impériale	153	150	158	166	172	178	197	226	259	S/O
Petro-Canada – Base	148	143	109	108	89	74	51	37	37	S/O
Shell	119	123	129	127	128	129	133	157	178	S/O
ONÉ	194	203	212	216	220	223	235	236	236	236
Énergie solaire et bois										
Gulf	0	0	0	0	0	0	1	5	11	S/O
Impériale	4	4	5	5	4	4	3	6	13	S/O
Petro-Canada – Base	0	1	1	1	2	2	4	8	13	S/O
Shell	0	0	0	0	0	0	3	4	7	S/O
ONÉ	13	13	13	14	15	16	19	22	25	28
Utilisation finale globale										
APC	863	S/O	S/O	S/O	S/O	S/O	1016	1101	S/O	S/O
Gulf	838	818	859	882	895	898	943	1044	1144	S/O
Husky/NOVA	810	788	833	865	888	918	1007	1167	1345	1525
Impériale	830	800	832	849	867	888	947	1000	1050	S/O
Petro-Canada – Base	823	791	820	886	880	877	876	938	1048	S/O
Shell	791	806	819	806	815	823	855	941	1031	S/O
ONÉ	888	859	885	899	916	940	997	1089	1193	1302

Tableau A4-3
Prix relatifs de l'énergie par région
Projections de l'ONÉ

(Pour cent)

	1982	1983	1985	1990	2000	2005
			Atlantique			
Résidentiel						
Gaz naturel/Électricité	69	66	61	55	57	60
Mazout léger/Électricité	90	87	81	82	91	100
Gaz naturel/Mazout léger	76	76	75	67	62	61
Commercial						
Gaz naturel/Électricité	73	79	75	44	49	52
Mazout léger/Électricité	61	59	55	57	68	74
Gaz naturel/Mazout léger	118	133	136	76	72	71
Gaz naturel/Mazout lourd	150	158	156	97	91	89
Industriel						
Gaz naturel/Électricité	80	78	72	77	90	98
Mazout lourd/Électricité	84	88	85	80	97	106
Gaz naturel/Mazout lourd	95	89	85	96	93	92
			Québec			
Résidentiel						
Gaz naturel/Électricité	77	78	79	83	84	90
Mazout léger/Électricité	107	108	111	121	134	146
Gaz naturel/Mazout léger	71	72	71	69	63	62
Commercial						
Gaz naturel/Électricité	79	85	81	83	92	98
Mazout léger/Électricité	106	107	102	106	125	136
Gaz naturel/Mazout léger	74	79	79	78	74	72
Gaz naturel/Mazout lourd	106	110	111	109	103	100
Industriel						
Gaz naturel/Électricité	81	82	77	80	94	103
Mazout lourd/Électricité	76	85	81	85	102	112
Gaz naturel/Mazout lourd	107	97	95	95	92	91
			Ontario			
Résidentiel						
Gaz naturel/Électricité	71	76	67	66	68	73
Mazout léger/Électricité	114	109	99	100	112	123
Gaz naturel/Mazout léger	63	69	68	66	61	59
Commercial						
Gaz naturel/Électricité	63	70	63	64	74	79
Mazout léger/Électricité	99	100	90	94	112	122
Gaz naturel/Mazout léger	64	70	70	68	66	65
Gaz naturel/Mazout lourd	90	96	95	94	89	87

Tableau A4-3 (suite)

	1982	1983	1985	1990	2000	2005
			Ontario (suite)			
Industriel						
Gaz naturel/Électricité	54	57	51	54	64	70
Mazout lourd/Électricité	57	62	58	61	75	83
Gaz naturel/Mazout lourd	95	93	88	87	86	85
			Manitoba			
Résidential						
Gaz naturel/Électricité	75	88	78	78	83	91
Mazout léger/Électricité	143	153	140	143	161	178
Gaz naturel/Mazout léger	52	57	56	55	52	51
Commercial						
Gaz naturel/Électricité	67	71	64	67	79	86
Mazout léger/Électricité	132	134	124	130	155	170
Gaz naturel/Mazout léger	51	53	52	52	51	51
Gaz naturel/Mazout lourd	62	71	71	71	68	67
Industriel						
Gaz naturel/Électricité	86	87	78	83	104	116
Mazout lourd/Électricité	123	126	113	120	149	166
Gaz naturel/Mazout lourd	70	69	69	69	70	70
			Saskatchewan			
Résidentiel						
Gaz naturel/Électricité	42	47	42	42	46	51
Mazout léger/Électricité	102	109	102	103	115	126
Gaz naturel/Mazout léger	41	43	41	40	40	41
Commercial						
Gaz naturel/Électricité	40	40	36	38	47	52
Mazout léger/Électricité	99	100	96	98	116	126
Gaz naturel/Mazout léger	40	40	38	39	41	41
Gaz naturel/Mazout lourd	46	47	46	46	47	48
Industriel						
Gaz naturel/Électricité	37	38	34	36	46	52
Mazout lourd/Électricité	71	72	66	70	85	94
Gaz naturel/Mazout lourd	52	52	51	52	54	55
			Alberta			
Résidentiel						
Gaz naturel/Électricité	39	44	40	39	40	43
Mazout léger/Électricité	107	98	91	92	102	112
Gaz naturel/Mazout léger	36	45	44	43	39	39

Tableau A4-3 (suite)

	1982	1983	1985	1990	2000	2005
			Alberta (suite)			
Commercial						
Gaz naturel/Électricité	24	30	28	29	33	36
Mazout léger/Électricité	68	74	69	72	85	93
Gaz naturel/Mazout léger	36	41	40	40	39	39
Gaz naturel/Mazout lourd	41	47	47	46	45	44
Industriel						
Gaz naturel/Électricité	28	28	26	27	31	37
Mazout lourd/Électricité	81	79	73	76	86	102
Gaz naturel/Mazout lourd	34	35	35	35	36	36
			Colombie-Britannique			
Résidentiel						
Gaz naturel/Électricité	59	59	52	57	59	63
Mazout léger/Électricité	113	109	96	92	102	112
Gaz naturel/Mazout léger	52	54	54	62	58	56
Commercial						
Gaz naturel/Électricité	54	53	47	56	63	67
Mazout léger/Électricité	91	92	81	80	94	103
Gaz naturel/Mazout léger	59	57	58	70	67	66
Gaz naturel/Mazout lourd	87	81	81	98	93	91
Industriel						
Gaz naturel/Électricité	53	49	43	55	66	72
Mazout lourd/Électricité	63	68	63	63	76	83
Gaz naturel/Mazout lourd	83	72	69	88	87	86

Tableau A4-4
Répartition de la demande d'énergie par combustible et secteur d'utilisation finale
Canada et régions
Projections de l'ONÉ

(Pour cent)

	1978	1983	1990	2005
		Canada		
Résidentiel				
Électricité	23	29	35	40
Pétrole	39	24	15	9
Gaz	30	36	38	38
Bois	5	8	9	8
Autre	3	3	3	5
Total	**100**	**100**	**100**	**100**
Commercial				
Électricité	30	34	37	38
Pétrole	29	18	10	4
Gaz	41	45	50	52
Autre	0	3	3	6
Total	**100**	**100**	**100**	**100**
Industriel				
Électricité	22	25	28	32
Pétrole	17	8	5	3
Gaz	27	26	30	34
Charbon	11	11	11	11
Vapeur	0	3	1	1
Bois	14	19	18	13
Autre	9	8	7	6
Total	**100**	**100**	**100**	**100**
Utilisation finale globale				
Électricité	15	18	21	24
Pétrole	52	43	35	30
Gaz	22	25	29	31
Charbon	4	4	4	4
Vapeur	0	1	0	1
Bois	6	7	8	6
Autre	1	2	3	4
Total	**100**	**100**	**100**	**100**
		Atlantique		
Résidentiel				
Électricité	18	24	34	47
Pétrole	68	49	33	14
Gaz	0	0	3	9
Bois	11	24	27	23
Autre	3	3	3	7
Total	**100**	**100**	**100**	**100**

Tableau A4-4 (suite)

	1978	1983	1990	2005
		Atlantique (suite)		
Commercial				
Électricité	25	31	33	37
Pétrole	75	64	59	33
Gaz	0	0	2	20
Autre	0	5	6	10
Total	100	100	100	100
Industriel				
Électricité	23	27	33	38
Pétrole	43	23	18	8
Gaz	0	0	3	19
Bois	12	23	23	15
Autre	22	27	23	20
Total	100	100	100	100
Utilisation finale globale				
Électricité	14	17	22	29
Pétrole	75	63	56	42
Gaz	0	0	2	12
Bois	6	13	14	10
Autre	5	7	6	7
Total	100	100	100	100
		Québec		
Résidentiel				
Électricité	31	43	57	63
Pétrole	55	36	15	6
Gaz	5	8	13	15
Bois	8	11	12	11
Autre	1	2	3	5
Total	100	100	100	100
Commercial				
Électricité	36	49	56	63
Pétrole	55	32	16	5
Gaz	9	17	25	26
Autre	0	2	3	6
Total	100	100	100	100
Industriel				
Électricité	37	42	47	50
Pétrole	28	16	9	7
Gaz	11	18	21	25
Bois	8	13	13	9
Autre	16	11	10	9
Total	100	100	100	100

Tableau A4-4 (suite)

	1978	1983	1990	2005
		Québec (suite)		
Utilisation finale globale				
Électricité	23	30	37	41
Pétrole	65	51	38	31
Gaz	6	10	14	17
Bois	4	7	7	6
Autre	2	2	4	5
Total	100	100	100	100
		Ontario		
Résidentiel				
Électricité	23	28	33	36
Pétrole	34	19	10	6
Gaz	38	44	48	48
Bois	3	6	6	6
Autre	2	3	3	4
Total	100	100	100	100
Commercial				
Électricité	33	34	36	36
Pétrole	23	10	4	1
Gaz	44	55	58	58
Autre	0	1	2	5
Total	100	100	100	100
Industriel				
Électricité	15	18	21	23
Pétrole	13	6	4	3
Gaz	38	32	37	40
Charbon	23	25	25	24
Vapeur	0	6	2	1
Bois	6	8	7	5
Autre	5	5	4	4
Total	100	100	100	100
Utilisation finale globale				
Électricité	14	16	18	21
Pétrole	47	40	32	27
Gaz	28	29	33	35
Charbon	8	8	9	10
Vapeur	0	1	1	1
Bois	2	4	4	3
Autre	1	2	3	3
Total	100	100	100	100

Tableau A4-4 (suite)

	1978	1983	1990	200
		Manitoba		
Résidentiel				
Électricité	25	34	37	4
Pétrole	25	16	11	
Gaz	42	42	43	4
Bois	6	5	6	
Autre	2	3	3	
Total	100	100	100	10
Commercial				
Électricité	33	28	27	2
Pétrole	12	9	4	
Gaz	55	58	63	6
Autre	0	6	6	
Total	100	100	100	10
Industriel				
Électricité	27	31	34	3
Pétrole	6	9	5	
Gaz	37	30	32	3
Bois	10	10	15	1
Autre	20	20	14	1
Total	100	100	100	10
Utilisation finale globale				
Électricité	17	19	21	2
Pétrole	49	46	39	4
Gaz	28	28	31	3
Bois	3	3	5	
Autre	3	4	4	
Total	100	100	100	10
		Saskatchewan		
Résidentiel				
Électricité	13	18	20	2
Pétrole	36	28	26	2
Gaz	44	49	48	4
Bois	2	2	3	
Autre	5	3	3	
Total	100	100	100	10
Commercial				
Électricité	27	28	29	2
Pétrole	7	6	4	
Gaz	66	64	64	6
Autre	0	2	3	
Total	100	100	100	10

Tableau A4-4 (suite)

	1978	1983	1990	2005
		Saskatchewan (suite)		
Industriel				
Électricité	14	15	17	19
Pétrole	4	4	2	1
Gaz	57	49	54	58
Bois	11	12	11	8
Autre	14	20	16	14
Total	100	100	100	100
Utilisation finale globale				
Électricité	10	11	13	15
Pétrole	51	49	43	39
Gaz	34	32	36	39
Bois	3	4	4	3
Autre	2	4	4	4
Total	100	100	100	100
		Alberta		
Résidentiel				
Électricité	12	13	16	17
Pétrole	12	11	13	15
Gaz	67	70	65	62
Bois	1	1	1	1
Autre	8	5	5	5
Total	100	100	100	100
Commercial				
Électricité	16	24	23	25
Pétrole	3	3	1	0
Gaz	81	69	72	70
Autre	0	4	4	5
Total	100	100	100	100
Industriel				
Électricité	15	24	26	26
Pétrole	0	0	0	0
Gaz	59	51	53	58
Bois	8	8	8	5
Autre	18	17	13	9
Total	100	100	100	100
Utilisation finale globale				
Électricité	7	9	10	13
Pétrole	37	35	29	25
Gaz	52	48	51	51
Bois	1	2	1	1
Autre	3	6	9	10
Total	100	100	100	100

Tableau A4-4 (suite)

	1978	1983	1990	2005
	Colombie-Britannique et Territoires			
Résidentiel				
Électricité	26	32	33	36
Pétrole	29	15	10	7
Gaz	35	39	41	42
Bois	7	11	12	11
Autre	3	3	4	4
Total	100	100	100	100
Commercial				
Électricité	31	35	34	34
Pétrole	23	18	12	5
Gaz	46	43	50	53
Autre	0	4	4	8
Total	100	100	100	100
Industriel				
Électricité	19	19	22	29
Pétrole	9	5	2	2
Gaz	15	16	18	24
Bois	47	51	50	38
Autre	10	9	8	7
Total	100	100	100	100
Utilisation finale globale				
Électricité	16	17	18	22
Pétrole	44	38	32	30
Gaz	17	19	23	20
Bois	22	25	25	19
Autre	1	1	2	3
Total	100	100	100	100

Tableau A5-1
Taux de croissance de la demande en électricité[1]
Comparaison des points de vue des intervenants

(Pourcentage par année)

	1983–1990	1990–2005	1983–2005
Terre-Neuve			
Nfld. & Labrador Hydro[2]	7.9	2.5	4.2
ONÉ	4.8	3.7	4.0
Nouveau-Brunswick			
CÉÉNB	3.8	2.2[3]	3.1[3]
ONÉ	4.8	3.8	4.1
Nouvelle-Écosse			
Gouvernement provincial	2.4	2.4	2.4
ONÉ	5.0	3.6	4.1
Île-du-Prince-Édouard			
Maritime Electric	1.6	2.1	2.0
ONÉ	4.6	3.5	3.9
Québec			
Hydro-Québec	2.5[3]	2.0[3]	2.3[3]
ONÉ	4.0	2.6	3.0
Ontario			
Ontario Hydro[4]	3.3	2.3	2.6
ONÉ	3.1	2.3	2.5
Manitoba			
Manitoba Hydro	3.2	2.4	2.6
ONÉ	2.8	1.4	1.9
Saskatchewan			
SPC[5]	3.6	2.3	2.7
ONÉ	4.0	2.6	3.1
Alberta			
EUPC	5.7	3.2	4.0
ONÉ	3.5	3.4	3.4
Colombie-Britannique			
B.C. Hydro	3.8	3.0	3.2
ONÉ[6]	3.3	3.2	3.2

(1) Demande d'utilisation finale (excluant l'usage propre et les pertes).
(2) Source: Présentation du gouvernement de Terre-Neuve et du Labrador.
(3) Les années peuvent être différentes des années indiquées.
(4) Source: Prévision de la planification de la charge 1984.
(5) Source: Présentation du ministère de l'Énergie et des Mines de la Saskatchewan.
(6) Y compris le Yukon et les Territoires du Nord-Ouest.

Tableau A5-2
Données historiques – Demande totale en électricité par secteur – Canada

(Pétajoules)

	1960	1961	1962	1963	1964	1965	1966	1967	1968	1969	1970
Résidentiel	N/A	N/A	85.3	91.1	98.2	107.0	115.6	126.0	135.9	145.5	156.3
Commercial	N/A	N/A	58.0	66.9	77.1	85.9	96.9	104.0	114.6	130.1	143.0
Industriel	N/A	N/A	235.7	239.3	261.6	278.1	300.1	312.6	328.8	348.6	364.8
Transport	N/A	N/A	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Usage propre	N/A	N/A	38.9	39.9	45.2	47.8	51.1	54.1	57.0	57.9	64.1
Total	**N/A**	**N/A**	**417.9**	**437.2**	**482.0**	**518.7**	**563.7**	**596.7**	**636.4**	**682.2**	**728.2**

	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981
Résidentiel	167.5	180.7	194.4	213.4	230.8	254.8	275.7	310.3	315.4	333.6	342.3
Commercial	156.0	186.7	205.0	223.2	234.1	257.7	263.3	250.5	265.6	261.3	270.5
Industriel	375.2	390.9	417.1	435.5	392.0	405.8	447.7	470.1	476.7	503.9	523.9
Transport	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.8	1.6	1.9	2.5
Usage propre	66.2	75.1	80.6	89.9	100.2	106.8	92.6	107.0	103.8	114.9	107.3
Total	**764.8**	**833.3**	**897.2**	**961.9**	**957.1**	**1025.0**	**1079.4**	**1139.7**	**1163.1**	**1215.6**	**1246.5**

Tableau A5-3
Demande totale d'électricité par secteur – Canada
Projections de l'ONÉ

	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005
(Gigawatt heures)										
Résidentiel	99 271	102 296	105 123	108 021	110 801	114 304	124 613	139 115	152 922	163 637
Commercial	77 382	78 390	81 166	84 283	86 496	89 073	97 045	111 427	127 112	143 905
Industriel	136 221	141 083	152 412	160 250	165 722	171 630	190 115	225 637	265 616	303 061
Transport	722	753	781	809	848	887	1 003	1 648	3 641	3 641
Usage propre	31 644	33 677	34 829	36 716	38 229	39 854	41 921	48 263	54 658	60 995
Total	**345 240**	**356 200**	**374 310**	**390 079**	**402 096**	**415 747**	**454 697**	**526 090**	**603 950**	**675 239**
(Pétajoules)										
Résidentiel	357.4	368.3	378.4	388.9	398.9	411.5	448.6	500.8	550.5	589.1
Commercial	278.6	282.2	292.2	303.4	311.4	320.7	349.4	401.1	457.6	518.1
Industriel	490.4	507.9	548.7	576.9	596.6	617.9	684.4	812.3	956.2	1 091.0
Transport	2.6	2.7	2.8	2.9	3.1	3.2	3.6	5.9	13.1	13.1
Usage propre	113.9	121.2	125.4	132.2	137.6	143.5	150.9	173.7	196.8	219.6
Total	**1 242.9**	**1 282.3**	**1 347.5**	**1 404.3**	**1 447.5**	**1 496.7**	**1 636.9**	**1 893.9**	**2 174.2**	**2 430.9**

Les données sur la demande fournies par l'ONÉ pour 1982 sont tirées de rapports publiés, et celles pour 1983 sont fondées sur les tendances établies, publiées dans les catalogues mensuels de Statistique Canada.

Tableau A5-4
Capacité de production par type de combustibles – Canada et provinces
Projections de l'ONÉ

Type de capacité	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005
				Canada (Gigawatts)						
Vapeur de combustible fossile										
Charbon	16.0	16.4	16.6	17.1	17.0	16.7	18.4	20.0	22.7	26.0
Pétrole	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	2.7	2.6	2.5	2.3
Gaz	3.4	3.4	3.5	2.9	2.9	2.9	3.0	3.3	3.2	3.2
Combustibles multiples	.5									
Autre		.5	.5	.5	.6	.6	.6	.7	.8	.8
Autre combustible fossile										
Turbines à gaz	1.8	2.3	2.4	2.5	2.5	2.5	2.6	3.8	4.8	5.0
Combustion int.	.6	.6	.6	.6	.6	.6	.6	.6	.7	.7
Nucléaire	6.0	7.6	9.8	10.3	11.1	12.6	13.5	17.6	19.4	22.7
Hydro-électricité réserve pompée	50.0	50.1	55.1	56.2	56.2	56.2	58.9	68.9	79.5	86.4
Capacité installée totale	81.9	84.5	92.1	93.7	94.5	95.7	100.4	117.5	133.6	147.1
Achats										
Capacité disponible	81.9	84.5	92.1	93.7	94.5	95.7	108.4	117.5	133.6	147.1
Ventes (exportation)	5.7	6.5	6.3	8.3	8.8	8.6	8.5	6.9	6.6	6.4
Demande de pointe intérieure	61.9	63.1	67.9	70.7	72.9	75.4	82.6	95.8	110.1	123.1
Demande de pointe du réseau[1]	67.6	69.6	74.2	79.0	81.7	84.0	91.1	102.7	116.7	129.5
Capacité restante	14.3	14.9	17.9	14.7	12.8	11.7	9.3	14.8	16.9	17.6
(%) de demande de pointe du réseau	21.2	21.4	24.1	18.6	15.7	13.9	10.2	14.4	14.5	13.6
				Terre-Neuve et Labrador (Mégawatts)						
Vapeur de combustible fossile										
Charbon										
Pétrole	479.0	466.0	466.0	466.0	466.0	468.0	468.0	471.0	476.0	476.0
Gaz										
Combustibles multiples										
Autre								15.0	20.0	20.0
Autre combustible fossile										
Turbines à gaz	163.0	217.0	271.0	271.0	271.0	271.0	421.0	421.0	421.0	421.0
Combustion int.	81.0	81.0	81.0	81.0	81.0	81.0	81.0	81.0	81.0	81.0
Nucléaire										
Hydro-électricité réserve pompée	6681.0	6681.0	6708.0	6835.0	6835.0	6835.0	6835.0	8543.0	8543.0	8543.0
Capacité installée totale	7404.0	7445.0	7526.0	7653.0	7653.0	7655.0	7805.0	9531.0	9541.0	9541.0
Achats										
Capacité disponible	7404.0	7445.0	7526.0	7653.0	7653.0	7655.0	7805.0	9531.0	9541.0	9541.0

Tableau A5-4 (suite)

	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005
Terre-Neuve et Labrador (suite)										
Ventes	5225.0	5225.0	5225.0	5225.0	5223.0	5221.0	5215.0	5205.0	5195.0	5185.0
Demande de pointe intérieure	1578.0	1614.0	1784.0	1866.0	1938.0	2053.0	2261.0	2819.0	3392.0	3869.0
Demande de pointe du réseau	6803.0	6839.0	7009.0	7091.0	7161.0	7274.0	7476.0	8024.0	8587.0	9054.0
Capacité restante	601.0	606.0	517.0	562.0	492.0	381.0	329.0	1507.0	954.0	487.0
(%) de demande de pointe intérieure[2]	S/O	S/O	29.0	30.1	25.4	18.6	14.6	53.5	28.1	12.6
			Nouvelle-Écosse (Mégawatts)							
Vapeur de combustible fossile										
Charbon	718.0	718.0	718.0	861.0	861.0	861.0	861.0	1761.0	2361.0	2961.0
Pétrole	785.0	763.0	763.0	763.0	763.0	763.0	728.0	624.0	530.0	385.0
Gaz							25.0	40.0	40.0	40.0
Combustibles multiples										
Autre		22.0	22.0	22.0	22.0	22.0	32.0	37.0	37.0	37.0
Autre combustible fossile										
Turbines à gaz	205.0	205.0	205.0	205.0	205.0	205.0	205.0	205.0	205.0	205.0
Combustion int.	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
Nucléaire										
Hydro-électricité réserve pompée	354.0	374.0	374.0	374.0	374.0	374.0	374.0	374.0	374.0	374.0
Capacité installée totale	2063.0	2083.0	2083.0	2226.0	2226.0	2226.0	2226.0	3042.0	3548.0	4003.0
Achats										
Capacité disponible	2063.0	2083.0	2083.0	2226.0	2226.0	2226.0	2226.0	3042.0	3548.0	4003.0
Ventes										
Demande de pointe intérieure	1219.0	1258.0	1294.0	1363.0	1420.0	1494.0	1667.0	2057.0	2528.0	2909.0
Demande de pointe du réseau	1219.0	1258.0	1294.0	1363.0	1420.0	1494.0	1667.0	2057.0	2528.0	2909.0
Capacité restante	844.0	825.0	789.0	863.0	806.0	732.0	559.0	985.0	1020.0	1094.0
(%) de demande de pointe du réseau	69.2	65.6	61.0	63.3	56.8	49.0	33.5	47.9	40.3	37.6
			Île-du-Prince-Édouard (Mégawatts)							
Vapeur de combustible fossile										
Charbon							45.0	90.0	135.0	135.0
Pétrole	67.0	67.0	67.0	67.0	67.0	67.0	67.0	67.0	67.0	67.0
Gaz										
Combustibles multiples										
Autre										
Autre combustible fossile										
Turbines à gaz	35.0	35.0	35.0	35.0	35.0	35.0	35.0	35.0	35.0	35.0
Combustion int.	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0

Tableau A5-4 (suite)

	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005
Île-de-Prince Édouard (suite)										
Nucléaire										
Hydro-électricité réserve pompée										
Capacité installée totale	110.0	110.0	110.0	110.0	110.0	110.0	155.0	200.0	245.0	245.0
Achats	22.0	27.0	31.0	36.0	42.0	49.0	42.0	31.0	28.0	74.0
Capacité disponible	132.0	137.0	141.0	146.0	152.0	159.0	197.0	231.0	273.0	319.0
Ventes										
Demande de pointe intérieure	110.0	115.0	119.0	124.0	129.0	135.0	152.0	186.0	228.0	275.0
Demande de pointe du reseau	110.0	115.0	119.0	124.0	129.0	135.0	152.0	186.0	228.0	275.0
Capacité restante	22.0	22.0	22.0	22.0	23.0	24.0	45.0	45.0	45.0	44.0
(%) de demande de pointe du réseau	20.0	19.1	18.5	17.7	17.8	17.8	29.6	24.2	19.7	16.0
			Nouveau-Brunswick (Mégawatts)							
Vapeur de combustible fossile										
Charbon	282.0	282.0	282.0	282.0	282.0	532.0	1032.0	1032.0	1032.0	1032.0
Pétrole	1464.0	1443.0	1443.0	1443.0	1443.0	1513.0	665 0	637.0	637.0	637.0
Gaz							13.0	251.0	351.0	351.0
Combustibles multiples	73.0	33.0	33.0	33.0	33.0	33.0	33.0	33.0	33.0	33.0
Autre		61.0	61.0	61.0	61.0	76.0	76.0	86.0	86.0	86.0
Autre combustible fossile										
Turbines à gaz	26.0	26.0	26.0	26.0	26.0	26.0	26.0	26.0	26.0	226.0
Combustion int.	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
Nucléaire	630.0	630.0	630.0	630.0	630.0	630.0	630.0	1890.0	1890.0	2520.0
Hydro-électricité réserve pompée	891.0	895.0	895.0	895.0	895.0	895.0	895.0	1055.0	1055.0	1055.0
Capacité installée totale	3367.0	3371.0	3371.0	3371.0	3371.0	3706.0	3371.0	5011.0	5111.0	5941.0
Achats										
Capacité disponible	3367.0	3371.0	3371.0	3371.0	3371.0	3706.0	3371.0	5011.0	5111.0	5941.0
Ventes	155.0	390.0	494.0	499.0	502.0	379.0	372.0	891.0	658.0	704.0
Demande de pointe intérieure	1633.0	1685.0	2000.0	2114.0	2194.0	2318.0	2534.0	3169.0	3775.0	4267.0
Demande de pointe du réseau	1788.0	2075.0	2494.0	2613.0	2696.0	2697.0	2906.0	4060.0	4433.0	4971.0
Capacité restante	1579.0	1296.0	877.0	758.0	675.0	1009.0	465.0	951.0	678.0	970.0
(%) de demande de pointe du réseau	88.3	62.5	35.2	29.0	25.0	37.4	16.0	23.4	15.3	19.5

Tableau A5-4 (suite)

	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005
				Québec (Mégawatts)						
Vapeur de combustible fossile										
Charbon										
Pétrole	666.0	666.0	666.0	648.0	648.0	640.0	640.0	640.0	640.0	640.0
Gaz				18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0
Combustibles multiples										
Autre	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	21.0	21.0	21.0	21.0	21.0
Autre combustible fossile										
Turbines à gaz	402.0	402.0	466.0	466.0	466.0	466.0	466.0	1666.0	2676.0	2676.0
Combustion int.	137.0	179.0	142.0	146.0	146.0	146.0	177.0	218.0	253.0	253.0
Nucléaire		200.0	637.0	637.0	637.0	637.0	637.0	637.0	637.0	637.0
Hydro-électricité réserve pompée	20419.0	20369.0	23620.0	24284.0	24284.0	24284.0	26966.0	29544.0	36922.0	40682.0
Capacité installée totale	21637.0	21829.0	25544.0	26212.0	26212.0	26212.0	28925.0	32744.0	41167.0	44927.0
Achats	5225.0	5225.0	5225.0	5225.0	5223.0	5221.0	5215.0	5205.0	5195.0	5185.0
Capacité disponible	26862.0	27054.0	30769.0	31437.0	31435.0	31433.0	34140.0	37949.0	46362.0	50112.0
Ventes	93.0	95.0	108.0	108.0	56.0	56.0	56.0	56.0		
Demande de pointe intérieure	22049.0	22214.0	23745.0	24879.0	25663.0	26700.0	29413.0	34165.0	39113.0	43615.0
Demande de pointe du réseau	22142.0	22309.0	23853.0	24987.0	25719.0	26756.0	29469.0	34221.0	39113.0	43616.0
Capacité restante	4720.0	4745.0	6916.0	6450.0	5716.0	4677.0	4671.0	3728.0	7249.0	6496.0
(%) de demande de pointe du réseau	21.3	21.3	29.0	25.8	22.2	17.5	15.9	10.9	18.5	14.9
				Ontario (Mégawatts)						
Vapeur de combustible fossile										
Charbon	9657	9657	9775	9775	9332	8741	8771	8801	9969	10969
Pétrole	35	85	85	85	65	65	65	65	65	65
Gaz	706	706	706	118	158	158	188	218	248	248
Combustibles multiples	86									
Autre		35	35	35	55	55	85	115	145	145
Autre combustible fossile										
Turbines à gaz	543	726	726	816	816	816	816	816	816	816
Combustion int.	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Nucléaire	5323	6796	8514	9030	9786	11337	12218	15088	16850	19493
Hydro-électricité réserve pompée	7119	7207	7207	7207	7207	7207	7207	8938	9089	9089
Capacité installée totale	23479	25222	27058	27076	27429	28389	29360	34052	37192	40835
Achats										
Capacité disponible	23479	25222	27058	27076	27429	28389	29360	34052	37192	40835
Ventes	143	655	467	447	447	447	400			
Demande de pointe intérieure	17949	18807	20494	21225	21792	22374	24385	27478	30911	33972
Demande de pointe du réseau	18092	19462	20961	21672	22239	22821	24785	27478	30911	33972
Capacité restante	5387	5760	6097	5404	5190	5568	4575	6574	6281	6863
(%) de demande de pointe du réseau	29.7	29.5	29.1	24.9	23.3	24.3	18.4	23.9	20.3	20.2

Tableau A5-4 (suite)

	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005
				Manitoba (Mégawatts)						
Vapeur de combustible fossile										
Charbon	358.0	358.0	358.0	358.0	358.0	358.0	358.0	358.0	358.0	358.0
Pétrole		19.0	19.0	14.0	14.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0
Gaz	4.0	4.0	141.0	146.0	146.0	146.0	146.0	146.0	146.0	146.0
Combustibles multiples	24.0									
Autre		5.0	5.0	5.0	5.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0
Autre combustible fossile										
Turbines à gaz										
Combustion int.	31.0	31.0	31.0	31.0	31.0	31.0	31.0	31.0	31.0	31.0
Nucléaire										
Hydro-électricité										
réserve pompee	3644.0	3644.0	3644.0	3644.0	3644.0	3644.0	3644.0	4814.0	4814.0	4814.0
Capacité installée totale	4061.0	4061.0	4198.0	4198.0	4198.0	4198.0	4198.0	5368.0	5368.0	5368.0
Achats	374.0	374.0	300.0	300.0	300.0	300.0	300.0			
Capacité disponible	4435.0	4435.0	4498.0	4498.0	4498.0	4498.0	4498.0	5368.0	5368.0	5368.0
Ventes								500.0	500.0	500.0
Demande de pointe intérieure	2684.0	2767.0	2986.0	3033.0	3101.0	3169.0	3365.0	3761.0	3980.0	4162.0
Demande de pointe du réseau	2684.0	2767.0	2986.0	3033.0	3101.0	3169.0	3365.0	4261.0	4480.0	4662.0
Capacité restante	1751.0	1668.0	1512.0	1465.0	1397.0	1329.0	1133.0	1107.0	888.0	706.0
(%) de demande de pointe										
du réseau	65.2	60.3	50.6	48.3	45.0	41.9	33.7	26.0	19.8	15.1
				Saskatchewan (Mégawatts)						
Vapeur de combustible fossile										
Charbon	1586.0	1586.0	1586.0	1586.0	1586.0	1587.0	1886.0	2486.0	2786.0	2786.0
Pétrole		5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0
Gaz	362.0	338.0	287.0	287.0	287.0	287.0	297.0	307.0	307.0	307.0
Combustibles multiples	21.0									
Autre		39.0	39.0	39.0	39.0	39.0	44.0	49.0	49.0	49.0
Autre combustible fossile										
Turbines à gaz										
Combustion int.	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0
Nucléaire										
Hydro-électricité										
réserve pompee	589.0	589.0	589.0	841.0	841.0	841.0	841.0	846.0	846.0	1396.0
Capacité installée totale	2568.0	2567.0	2516.0	2768.0	2768.0	2769.0	3083.0	3703.0	4003.0	4553.0
Achats										
Capacité disponible	2568.0	2567.0	2516.0	2768.0	2768.0	2769.0	3083.0	3703.0	4003.0	4553.0
Ventes	74.0	74.0								
Demande de pointe intérieure	1984.0	2048.0	2244.0	2332.0	2398.0	2469.0	2689.0	3091.0	3483.0	3851.0
Demande de pointe du réseau	2058.0	2122.0	2244.0	2332.0	2398.0	2469.0	2689.0	3091.0	3483.0	3851.0
Capacité restante	510.0	445.0	272.0	436.0	370.0	300.0	394.0	612.0	520.0	702.0
(%) de demande de pointe										
du réseau	24.8	21.0	12.1	18.7	15.4	12.2	14.7	19.8	14.9	18.2

Tableau A5-4 (suite)

	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005
				Alberta (Mégawatts)						
Vapeur de combustible fossile										
Charbon	3399.0	3762.0	3836.0	4219.0	4602.0	4602.0	5414.0	5494.0	6094.0	7766.0
Pétrole		4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	2.0	2.0	2.0	2.0
Gaz	1345.0	1391.0	1391.0	1392.0	1355.0	1355.0	1357.0	1232.0	1077.0	1077.0
Combustibles multiples	87.0									
Autre		115.0	115.0	115.0	115.0	115.0	120.0	125.0	135.0	135.0
Autre combustible fossile										
Turbines à gaz	5.0	193.0	193.0	193.0	193.0	193.0	193.0	193.0	193.0	193.0
Combustion int.	32.0	32.0	32.0	32.0	32.0	32.0	32.0	32.0	32.0	32.0
Nucléaire										
Hydro-électricité réserve pompée	801.0	801.0	801.0	801.0	801.0	801.0	801.0	2301.0	3351.0	3351.0
Capacité installée totale	5669.0	6298.0	6372.0	6756.0	7102.0	7102.0	7919.0	9379.0	10884.0	12556.0
Achats										
Capacité disponible	5669.0	6298.0	6372.0	6756.0	7102.0	7102.0	7919.0	9379.0	10884.0	12556.0
Ventes					500.0	500.0	500.0			
Demande de pointe intérieure	4625.0	4691.0	5149.0	5346.0	5590.0	5810.0	6490.0	7712.0	9189.0	10619.0
Demande de pointe du réseau	4625.0	4691.0	5149.0	5346.0	6090.0	6310.0	6990.0	7712.0	9189.0	10619.0
Capacité restante	1044.0	1607.0	1223.0	1410.0	1012.0	792.0	929.0	1667.0	1695.0	1937.0
(%) de demande de pointe du réseau	22.6	34.3	23.8	26.4	16.6	12.6	13.3	21.6	18.4	18.2
				Colombie-Britannique (Mégawatts)						
Vapeur de combustible fossile										
Charbon										
Pétrole	87.0	87.0	87.0	87.0	87.0	87.0	87.0	47.0	47.0	47.0
Gaz	969.0	984.0	984.0	984.0	984.0	984.0	999.0	1039.0	1039.0	1039.0
Combustibles multiples	227.0									
Autre		240.0	240.0	240.0	240.0	240.0	255.0	255.0	275.0	275.0
Autre combustible fossile										
Turbines à gaz	448.0	448.0	448.0	448.0	448.0	448.0	448.0	448.0	448.0	448.0
Combustion int.	45.0	45.0	45.0	45.0	45.0	45.0	45.0	30.0	30.0	30.0
Nucléaire										
Hydro-électricité réserve pompée	9433.0	9378.0	11178.0	11178.0	11178.0	11178.0	11178.0	12551.0	14544.0	17071.0
Capacité installée totale	11209.0	11182.0	12982.0	12982.0	12982.0	12982.0	13012.0	14370.0	16383.0	18910.0
Achats					500.0	500.0	500.0			
Capacité disponible	11209.0	11182.0	12982.0	12982.0	13482.0	13482.0	13512.0	14370.0	16383.0	18910.0
Ventes	7.0	7.0	7.0	2000.0	2000.0	2000.0	2000.0	307.0	307.0	7.0

Tableau A5-4 (suite)

	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005
Colombie-Brittanique (suite)										
Demande de pointe intérieure	7842.0	7766.0	7875.0	8224.0	8508.0	8706.0	9419.0	11082.0	13171.0	15227.0
Demande de pointe du réseau	7849.0	7773.0	7882.0	10224.0	10508.0	10706.0	11419.0	11389.0	13478.0	15234.0
Capacité restante	3360.0	3409.0	5100.0	2758.0	2974.0	2776.0	2093.0	2981.0	2905.0	3676.0
(%) de demande de pointe du réseau	42.8	43.9	64.7	27.0	28.3	25.9	18.3	26.2	21.6	24.1
				Yukon (Mégawatts)						
Vapeur de combustible fossile										
Charbon										
Pétrole										
Gaz										
Combustibles multiples										
Autre										
Autre combustible fossile										
Turbines à gaz										
Combustion int.	48.0	48.0	48.0	48.0	48.0	48.0	48.0	64.0	72.0	88.0
Nucléaire										
Hydro-électricité										
réserve pompée	58.0	78.0	78.0	78.0	78.0	78.0	78.0	78.0	97.0	116.0
Capacité installée totale	106.0	126.0	126.0	126.0	126.0	126.0	126.0	142.0	169.0	204.0
Achats										
Capacité disponible	106.0	126.0	126.0	126.0	126.0	126.0	126.0	142.0	169.0	204.0
Ventes										
Demande de pointe intérieure	85.0	85.0	81.0	85.0	88.0	90.0	97.0	113.0	134.0	154.0
Demande de pointe du réseau	85.0	85.0	81.0	85.0	88.0	90.0	97.0	113.0	134.0	154.0
Capacité restante	21.0	41.0	45.0	41.0	38.0	36.0	29.0	29.0	35.0	50.0
(%) de demande de pointe du réseau	24.7	48.2	55.6	48.2	43.2	40.0	29.9	25.7	26.1	32.5

Tableau A5-4 (suite)

	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005
	Territoires du Nord-Ouest (Mégawatts)									
Vapeur de combustible fossile										
Charbon										
Pétrole										
Gaz										
Combustibles multiples										
Autre										
Autre combustible fossile										
Turbines à gaz										
Combustion int.	147.0	147.0	154.0	154.0	154.0	154.0	154.0	154.0	161.0	168.0
Nucléaire										
Hydro-électricité										
réserve pompée	43.0	43.0	43.0	43.0	43.0	53.0	53.0	53.0	53.0	88.0
Capacité installée totale	190.0	190.0	197.0	197.0	197.0	207.0	207.0	207.0	214.0	256.0
Achats										
Capacité disponible	190.0	190.0	197.0	197.0	197.0	207.0	207.0	207.0	214.0	256.0
Ventes										
Demande de pointe intérieure	96.0	96.0	111.0	115.0	119.0	121.0	130.0	151.0	177.0	203.0
Demande de pointe du réseau	96.0	96.0	111.0	115.0	119.0	121.0	130.0	151.0	177.0	203.0
Capacité restante	94.0	94.0	86.0	82.0	78.0	86.0	77.0	56.0	37.0	53.0
(%) de demande de pointe										
du réseau	97.9	97.9	77.5	71.3	65.5	71.1	59.2	37.1	20.9	26.1

(1) Ceci représente un total des charges de pointe du réseau provincial et non coincidentes.
(2) La capacité restante est exprimée en pourcentage de la demande de pointe intérieure pour Terre-Neuve et le Labrador au lieu d'un pourcentage de la demande de pointe du réseau. Étant donné que la capacité restante ne devient significative qu'après l'interconnexion de Terre-Neuve aux sources du Labrador, nous n'indiquons aucun pourcentage pour 1982 et 1983. Le Labrador n'est actuellement interconnecté qu'avec le Québec.

Tableau A5-5
Production d'énergie par type de combustible – Canada et provinces
Projections de l'ONÉ

Type de production	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005
				Canada (Terawatt heures)						
Vapeur alimentée au charbon										
–bitumineux	6.3	7.1	13.6	12.9	12.6	11.8	14.3	19.5	22.9	24.4
–sous-bitumineux	53.5	53.2	55.9	43.5	48.5	51.6	51.9	51.4	50.3	61.6
–lignite	8.2	8.2	9.0	9.2	8.4	8.6	9.7	11.9	14.1	13.9
Vapeur alimentée au pétrole										
–léger	.3	.2								
–lourd	8.4	4.4	5.7	7.0	4.8	6.8	8.4	1.0	1.5	1.1
Vapeur alimentée au gaz naturel	3.9	6.0	2.8	3.2	4.9	4.3	4.1	4.3	3.8	4.3
Turbines à gaz										
–pétrole léger			.8	.9	.9	.9	.9	1.3	1.8	1.9
–pétrole diesel	.1			.1	.1	.1	.1	.2	.2	.1
–gaz naturel	2.5	1.6	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1
Combustion interne										
–diesel	.9	.8	.6	.6	.6	.6	.6	.7	.9	1.0
Nucléaire	36.2	44.2	49.3	68.5	72.2	77.5	94.5	114.5	135.7	151.9
Hydro-électricité	257.4	267.9	287.0	296.2	305.9	310.8	311.7	354.5	401.4	434.0
Autre	2.2	2.2	2.2	2.3	2.4	2.6	3.0	3.4	4.0	4.0
Production totale d'énergie	380.1	396.0	427.8	445.5	462.2	476.6	500.3	563.8	637.7	699.3
Consommation totale intérieure	348.4	359.7	374.4	390.1	402.1	415.8	454.7	526.2	604.0	675.3
Transferts interprovinciaux (nets)										
Exportations (nettes)	31.7	36.3	53.4	55.4	60.1	60.8	45.6	37.6	33.7	24.0
				Terre-Neuve (Gigawatt heures)						
Vapeur alimentée au charbon										
–bitumineux										
–sous-bitumineux										
–lignite										
Vapeur alimentée au pétrole										
–léger	2.0	4.0								
–lourd	1145.0	599.0	1515.0	1538.0	1147.0	1622.0	2697.0	69.0	114.0	114.0

Tableau A5-5 (suite)

	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005
Terre-Neuve (suite)										
Vapeur alimentée au gaz naturel	3.9	6.0	2.8	3.2	4.9	4.3	4.1	4.3	3.8	4.3
Turbines à gaz										
–pétrole léger	8.0	4.0	76.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
–diesel										
–gaz naturel										
Combustion interne										
–diesel	90.0		28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0
Nucléaire										
Hydro-électricité	43096.0	39516.0	43635.0	43822.0	44508.0	44508.0	44508.0	55866.0	55866.0	55866.0
Autre						40.0	49.0	67.0	112.0	112.0
Production totale d'énergie	44341.0	40123.0	45254.0	45488.0	45783.0	46298.0	47382.0	56130.0	56220.0	56220.0
Consommation totale intérieure	8563.0	8884.0	9583.0	10053.0	10466.0	10995.0	12186.0	14979.0	18128.0	20721 0
Transferts interprovinciaux (nets)	35778.0	31239.0	35671.0	35435.0	35317.0	35303.0	35196.0	41151.0	38092.0	35499.0
Exportations (nettes)										
Nouvelle-Écosse (Gigawatt heures)										
Vapeur alimentée au charbon										
–bitumineux	3133.0	2330.0	4557.0	4775.0	5495.0	5677.0	5715.0	9810.0	12456.0	14602.0
–sous-bitumineux										
–lignite										
Vapeur alimentée au pétrole										
–léger	10.0	10.0								
–lourd	2338.0	1449.0	757.0	1031.0	735.0	977.0	2086.0	71.0	77.0	77.0
Vapeur alimentée au gaz naturel							131.0	298.0	315.0	315.0
Turbines à gaz										
–pétrole léger	1.0	1.0	90.0	90.0	90.0	90.0	90.0			
–diesel										
–gaz naturel										
Combustion interne										
–diesel										
Nucléaire										
Hydro-électricité	1025.0	997.0	1033.0	1033.0	1033.0	1033.0	1033.0	1033.0	1033.0	1033.0
Autre	61.0	103.0	103.0	109.0	110.0	112.0	174.0	193.0	210.0	210.0
Production totale d'énergie	6568.0	4890.0	6540.0	7038.0	7463.0	7889.0	9229.0	11405.0	14091.0	16237.0
Consommation totale intérieure	6651.0	5565.0	7220.0	7618.0	7943.0	8369.0	9359.0	11535.0	14221.0	16367.0

Tableau A5-5 (suite)

	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005
Nouvelle Écosse (suite)										
Transferts interprovinciaux (nets)	83.0	675.0	680.0	580.0	480.0	480.0	130.0	130.0	130.0	130.0
Exportations (nettes)										
Île-du-Prince-Édouard (Gigawatt heures)										
Vapeur alimentée au charbon –bitumineux –sous-bitumineux –lignite								301.0	627.0	881.0
Vapeur alimentée au pétrole –léger –lourd	33.0	10.0	81.0	81.0	81.0	81.0	81.0	45.0	35.0	
Vapeur alimentée au gaz naturel Turbines à gaz –pétrole léger –diesel –gaz naturel	1.0	1.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0
Combustion interne –diesel			4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0
Nucléaire Hydro-électricité Autre	1.0									
Production totale d'énergie	35.0	11.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	365.0	681.0	900.0
Consommation totale intérieure	513.0	555.0	594.0	618.0	639.0	655.0	716.0	847.0	1003.0	1250.0
Transferts interprovinciaux (nets)	–478.0	–544.0	–494.0	–518.0	–539.0	–555.0	–616.0	–482.0	–322.0	–350.0
Exportations (nettes)										
Nouveau-Brunswick (Gigawatt heures)										
Vapeur alimentée au charbon –bitumineux –sous-bitumineux –lignite	1289.0	1954.0	2117.0	2188.0	2145.0	2174.0	5480.0	6125.0	6358.0	5392.0
Vapeur alimentée au pétrole –léger –lourd	20.0 3952.0	1423.0	2529.0	3586.0	2125.0	3419.0	2777.0	210.0	648.0	224.0

Tableau A5-5 (suite)

	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005
Nouveau Brunswick (suite)										
Vapeur alimentée au gaz naturel							142.0	464.0	801.0	661.0
Turbines à gaz										
–pétrole léger			11.0	11.0	11.0	11.0	11.0	11.0	11.0	99.0
–diesel										
–gaz naturel										
Combustion interne										
–diesel										
Nucléaire	254.0	4759.0	4415.0	4415.0	4415.0	4415.0	4415.0	13245.0	13245.0	17660.0
Hydro-électricité	2645.0	3110.0	2777.0	2777.0	2777.0	2777.0	2777.0	2647.0	2647.0	2647.0
Autre	275.0	294.0	294.0	297.0	299.0	373.0	376.0	382.0	388.0	388.0
Production totale d'énergie	8435.0	11540.0	12143.0	13274.0	11772.0	13169.0	15978.0	23084.0	24098.0	27071.0
Consommation totale intérieure	8433.0	8623.0	9769.0	10363.0	10777.0	11419.0	12541.0	15796.0	18937.0	21484.0
Transferts interprovinciaux (nets)	–2938.0	–2768.0	–2831.0	–2484.0	–4563.0	–4547.0	–2836.0	–1730.0	–1390.0	–458.0
Exportations (nettes)	2940.0	5685.0	5205.0	5395.0	5558.0	6297.0	6273.0	9018.0	6551.0	6045.0
Québec (Gigawatt heures)										
Vapeur alimentée au charbon										
–bitumineux										
–sous-bitumineux										
–lignite										
Vapeur alimentée au pétrole										
–léger										
–lourd	24.0	12.0	12.0	11.0	11.0	6.0	23.0	23.0	23.0	23.0
Vapeur alimentée au gaz naturel				12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0
Turbines à gaz										
–pétrole léger			204.0	204.0	204.0	204.0	204.0	730.0	1172.0	1172.0
–diesel										
–gaz naturel										
Combustion interne										
–diesel	203.0	222.0	73.0	74.0	76.0	76.0	76.0	90.0	108.0	123.0
Nucléaire			4464.0	4464.0	4464.0	4464.0	4464.0	4464.0	4464.0	4464.0
Hydro-électricité	99810.0	110322.0	117679.0	123803.0	131704.0	136603.0	136603.0	151683.0	174316.0	193296.0
Autre		51.0	51.0	51.0	51.0	61.0	61.0	61.0	61.0	61.0
Production totale d'énergie	100037.0	110607.0	122483.0	128619.0	136522.0	141426.0	141443.0	157063.0	180156.0	199151.0
Consommation totale intérieure	117826.0	122338.0	129438.0	135401.0	139518.0	144973.0	159243.0	184221.0	210223.0	233895.0

Tableau A5-5 (suite)

	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005
Québec (suite)										
Transferts interprovinciaux (nets)	–26325.0	–21958.0	–25167.0	–25283.0	–23165.0	–24403.0	–28544.0	–36988.0	–35432.0	–34744.0
Exportations (nettes)	8536.0	10277.0	18212.0	18501.0	20169.0	20856.0	10744.0	9840.0	5365.0	
Ontario (Gigawatt heures)										
Vapeur alimentée au charbon										
–bitumineux	1394.0	2284.0	6904.0	5896.0	4916.0	3952.0	3089.0	3245.0	3487.0	3487.0
–sous-bitumineux	33414.0	32910.0	30851.0	17861.0	18847.0	19813.0	15179.0	14877.0	12987.0	15505.0
–lignite	1600.0	911.0	1600.0	1400.0	1200.0	1000.0	1000.0	1000.0	1000.0	1000.0
Vapeur alimentée au pétrole										
–léger	153.0	170.0								
–lourd	345.0	529.0	354.0	381.0	272.0	296.0	305.0	319.0	340.0	340.0
Vapeur alimentée au gaz naturel	452.0	1186.0	1350.0	1350.0	1350.0	1350.0	1350.0	1350.0	1350.0	1350.0
Turbines à gaz										
–pétrole léger	14.0	15.0	238.0	238.0	277.0	277.0	277.0	277.0	277.0	277.0
–diesel										
–gaz naturel	1032.0									
Combustion interne										
–diesel	4.0	4.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
Nucléaire	35899.0	39472.0	40394.0	59666.0	63282.0	68580.0	85624.0	96745.0	117974.0	129821.0
Hydro-électricité	38751.0	40360.0	37968.0	37968.0	37968.0	37968.0	37968.0	40114.0	42865.0	43084.0
Autre	123.0	148.0	148.0	161.0	240.0	261.0	393.0	559.0	783.0	783.0
Production totale d'énergie	113181.0	117989.0	119809.0	124923.0	128354.0	133499.0	145187.0	158488.0	181065.0	195649.0
Consommation totale intérieure	109074.0	112428.0	114807.0	119096.0	122027.0	125422.0	136640.0	154143.0	173597.0	191025.0
Transferts interprovinciaux (nets)	–6542.0	–6277.0	–6947.0	–6946.0	–6946.0	–5696.0	–3446.0	–2446.0	–1454.0	–454.0
Exportations (nettes)	10649.0	11838.0	11949.0	12773.0	13273.0	13773.0	11993.0	6791.0	8922.0	5078.0
Manitoba (Gigawatt heures)										
Vapeur alimentée au charbon										
–bitumineux										
–sous-bitumineux										
–lignite	178.0	67.0								
Vapeur alimentée au pétrole										
–léger										
–lourd	30.0	51.0	51.0	38.0	38.0	26.0	26.0	26.0	26.0	26.0

Tableau A5-5 (suite)

	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005
					Manitoba (suite)					
Vapeur alimentée au gaz naturel	8.0	27.0	7.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0
Turbines à gaz										
–pétrole léger	12.0	7.0								
–diesel										
–gaz naturel										
Combustion interne										
–diesel	52.0	52.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	22.0	22.0
Nucléaire										
Hydro-électricité	20495.0	21892.0	20630.0	20630.0	20630.0	20630.0	20630.0	27100.0	27100.0	27100.0
Autre	26.0	14.0	14.0	14.0	14.0	26.0	26.0	26.0	26.0	26.0
Production totale d'énergie	20801.0	22110.0	20718.0	20718.0	20718.0	20718.0	20718.0	27188.0	27194.0	27194.0
Consommation totale intérieure	14376.0	14775.0	15083.0	15455.0	15805.0	16154.0	17158.0	19186.0	20310.0	21242.0
Transferts interprovinciaux (nets)	1038.0	1342.0	850.0	850.0	850.0	850.0	850.0	850.0	850.0	850.0
Exportations (nettes)	5387.0	5993.0	4785.0	4413.0	4063.0	3714.0	2710.0	7152.0	6034.0	5102.0
					Saskatchewan (Gigawatt heures)					
Vapeur alimentée au charbon										
–bitumineux										
–sous-bitumineux	48.0	50.0	650.0	650.0	600.0	600.0	500.0	350.0	200.0	50.0
–lignite	6610.0	7249.0	7401.0	7849.0	7192.0	7552.0	8743.0	10884.0	13115.0	12868.0
Vapeur alimentée au pétrole										
–léger	20.0									
–lourd	2.0	14.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0
Vapeur alimentée au gaz naturel	222.0	158.0	163.0	170.0	163.0	182.0	210.0	278.0	318.0	321.0
Turbines à gaz										
–pétrole léger										
–diesel										
–gaz naturel	61.0	36.0								
Combustion interne										
–diesel	14.0	29.0	21.0	21.0	21.0	21.0	21.0	21.0	21.0	21.0
Nucléaire										
Hydro-électricité	2360.0	2264.0	2762.0	2762.0	3832.0	3832.0	3832.0	3837.0	3837.0	6167.0
Autre	115.0	146.0	146.0	169.0	177.0	185.0	196.0	229.0	282.0	282.0
Production totale d'énergie	9452.0	9946.0	11155.0	11633.0	11997.0	12384.0	13514.0	15611.0	17785.0	19721.0
Consommation totale intérieure	9842.0	10352.0	11629.0	12107.0	12471.0	12858.0	13988.0	16085.0	18259.0	20195.0

Tableau A5-5 (suite)

	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005
Saskatchewan (suite)										
Transferts interprovinciaux (nets)	–450.0	–487.0	–474.0	–474.0	–474.0	–474.0	–474.0	–474.0	–474.0	–474.0
Exportations (nettes)	60.0	81.0								
Alberta (Gigawatt heures)										
Vapeur alimentée au charbon										
–bitumineux	497.0	527.0								
–sous-bitumineux	19901.0	20264.0	24396.0	24982.0	29006.0	31195.0	36179.0	36175.0	37100.0	46071.0
–lignite										
Vapeur alimentée au pétrole										
–léger	5.0	16.0								
–lourd	58.0	19.0	19.0	27.0	27.0	27.0	10.0	10.0	10.0	10.0
Vapeur alimentée au gaz naturel	3026.0	4150.0	922.0	1441.0	3099.0	2451.0	2001.0	1789.0	1186.0	1032.0
Turbines à gaz										
–pétrole léger										
–diesel										
–gaz naturel	1432.0	1595.0	1072.0	1072.0	1072.0	1072.0	1072.0	1072.0	1072.0	1072.0
Combustion interne										
–diesel	64.0	67.0	36.0	36.0	36.0	36.0	36.0	36.0	36.0	36.0
Nucléaire										
Hydro-électricité	1590.0	1480.0	1636.0	1636.0	1636.0	1636.0	1636.0	5386.0	14386.0	14386.0
Autre	520.0	639.0	639.0	652.0	664.0	677.0	723.0	757.0	840.0	840.0
Production totale d'énergie	27093.0	28757.0	28720.0	29846.0	35540.0	37094.0	41657.0	45225.0	54630.0	63447.0
Consommation totale intérieure	27352.0	28899.0	28820.0	29946.0	31340.0	32594.0	36457.0	43225.0	51130.0	59147.0
Transferts interprovinciaux (nets)	–259.0	–142.0	–100.0	–100.0	–100.0	–100.0	–100.0	–100.0	–100.0	–100.0
Exportations (nettes)					4300.0	4600.0	5300.0	2100.0	3600.0	4400.0
Colombie-Britannique (Gigawatt heures)										
Vapeur alimentée au charbon										
–bitumineux										
–sous-bitumineux										
–lignite										
Vapeur alimentée au pétrole										
–léger	130.0									
–lourd	513.0	340.0	340.0	308.0	320.0	335.0	341.0	195.0	227.0	227.0

Tableau A5-5 (suite)

	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005
Colombie Britannique (suite)										
Vapeur alimentée au gaz naturel	234.0	516.0	338.0	252.0	262.0	274.0	341.0	545.0	591.0	591.0
Turbines à gaz										
–pétrole léger			196.0	196.0	196.0	196.0	196.0	196.0	196.0	196.0
–diesel										
–gaz naturel										
Combustion interne										
–diesel	256.0	246.0	124.0	124.0	124.0	124.0	124.0	94.0	94.0	94.0
Nucléaire										
Hydro-électricité	47100.0	47436.0	58287.0	61204.0	61154.0	61154.0	61964.0	66072.0	78423.0	89301.0
Autre	1103.0	777.0	777.0	838.0	873.0	913.0	1022.0	1130.0	1274.0	1274.0
Production totale d'énergie	49336.0	49315.0	60062.0	62922.0	62929.0	62996.0	63988.0	68232.0	80805.0	91683.0
Consommation totale intérieure	44894.0	46600.0	46559.0	48526.0	50128.0	51301.0	55318.0	64852.0	76674.0	88203.0
Transferts interprovinciaux (nets)	259.0	142.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
Exportations (nettes)	4183.0	2573.0	13403.0	14296.0	12701.0	11595.0	8570.0	3280.0	4031.0	3380.0
Yukon (Gigawatt heures)										
Vapeur alimentée au charbon										
–bitumineux										
–sous-bitumineux										
–lignite										
Vapeur alimentée au pétrole										
–léger										
–lourd										
Vapeur alimentée au gaz naturel										
Turbines à gaz										
–pétrole léger										
–diesel	72.0	22.0	39.0	57.0	72.0	83.0	120.0	208.0	166.0	122.0
–gaz naturel										
Combustion interne										
–diesel										
Nucléaire										
Hydro-électricité	272.0	221.0	288.0	388.0	388.0	388.0	388.0	388.0	538.0	688.0
Autre										
Production totale d'énergie	344.0	243.0	327.0	395.0	460.0	471.0	508.0	596.0	704.0	810.0
Consommation totale intérieure	344.0	243.0	327.0	395.0	460.0	471.0	508.0	596.0	704.0	810.0

Tableau A5-5 (suite)

	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005
Yukon (suite)										
Transferts interprovinciaux (nets)										
Exportations (nettes)										
Territoires du Nord-Ouest (Gigawatt heures)										
Vapeur alimentée au charbon										
–bitumineux										
–sous-bitumineux										
–lignite										
Vapeur alimentée au pétrole										
–léger										
–lourd										
Vapeur alimentée au gaz naturel										
Turbines à gaz										
–pétrole léger										
–diesel										
–gaz naturel										
Combustion interne										
–diesel	222.0	215.0	256.0	279.0	298.0	311.0	296.0	402.0	536.0	561.0
Nucléaire										
Hydro-électricité	275.0	279.0	265.0	265.0	265.0	265.0	325.0	325.0	325.0	429.0
Autre										
Production totale d'énergie	497.0	494.0	521.0	544.0	563.0	576.0	621.0	727.0	861.0	990.0
Consommation totale intérieure	497.0	494.0	521.0	544.0	563.0	576.0	621.0	727.0	861.0	990.0
Transferts interprovinciaux (nets)										
Exportations (nettes)										

Tableau A5-6
Demande de sources de combustible aux fins de production d'électricité – Canada
Projections de l'ONÉ

(Pétajoules)

	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005
Charbon										
– bitumineux	394.6	391.8	450.4	321.0	329.3	331.2	327.2	393.8	420.0	462.0
– sous-bitumineux	218.7	247.4	276.2	282.6	326.1	350.1	403.3	401.3	409.7	506.0
– lignite	107.0	104.5	117.8	121.8	110.7	113.6	129.8	159.1	189.4	186.1
– Total pour le charbon	**720.3**	**743.7**	**844.4**	**725.4**	**766.1**	**794.9**	**860.3**	**954.2**	**1019.1**	**1154.1**
Pétrole										
– léger	4.9	2.3	13.9	14.3	14.9	14.9	14.9	21.7	28.6	29.8
– lourd	87.7	42.0	67.2	82.0	57.7	80.5	89.0	6.5	11.5	6.3
– diesel	12.7	10.8	7.5	8.2	8.6	8.9	9.2	11.6	13.0	12.9
– Total pour le pétrole	**105.3**	**55.1**	**88.6**	**104.5**	**81.2**	**104.3**	**113.1**	**39.8**	**53.1**	**49.0**
Gaz naturel	61.8	64.3	27.9	33.9	53.5	46.1	42.2	41.4	34.5	32.7
Uranium	381.4	466.6	519.8	723.2	761.3	817.2	997.0	1207.6	1431.5	1603.0
Hydro-électricité	2716.1	2828.0	3027.8	3125.5	3227.4	3279.1	3288.3	3741.1	4235.9	4580.4
Autre	24.0	22.8	22.8	24.1	25.5	27.5	31.3	35.2	40.7	40.7
Production totale d'énergie	**4008.9**	**4180.5**	**4531.3**	**4736.6**	**4915.0**	**5069.1**	**5332.2**	**6019.3**	**6814.8**	**7459.9**

Tableau A5-7
Exportations d'électricité (nettes)
Projections de l'ONÉ

Province ou Territoire	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005
					(Gigawatt heures)					
Nouveau-Brunswick	2940	5685	5205	5395	5558	6297	6273	8888	6421	6045
Québec	8536	10227	18212	18501	20169	20856	10744	9840	5365	
Ontario	10649	11838	11949	12773	13273	13773	11993	6791	8922	5078
Manitoba	5387	5993	4785	4413	4063	3714	2710	7152	6034	5102
Saskatchewan	60	81								
Alberta					4300	4600	5300	2100	3600	4400
Colombie-Britannique	4183	2573	13403	14296	12801	11595	8570	3280	4031	3380
Canada	**31755**	**36397**	**53554**	**55378**	**60164**	**60835**	**45590**	**38051**	**34373**	**24005**
					(Pétajoules)[1]					
Province ou Territoire										
Nouveau-Brunswick	30.3	56.0	61.8	57.4	59.1	67.0	66.7	94.6	68.3	62.9
Québec	84.8	101.4	192.1	195.2	213.0	220.0	113.3	103.8	56.5	
Ontario	95.7	107.1	112.6	121.2	125.2	129.9	113.1	64.7	85.9	49.8
Manitoba	56.8	64.6	50.5	46.6	42.9	39.2	28.6	79.7	63.7	53.9
Saskatchewan	.5	.8								
Alberta					47.2	50.4	58.0	23.0	39.5	48.2
Colombie-Britannique	44.0	27.2	141.5	147.5	131.7	118.9	87.1	31.1	39.0	35.6
Canada	**312.1**	**357.1**	**558.5**	**567.9**	**619.1**	**625.4**	**466.8**	**396.9**	**352.9**	**250.4**

[1] Converties des gigawatt-heures au moyen de facteurs spécifiques à chaque installation pour les combustibles fossiles et de 10.5 mégajoules/kilowatt-heure pour l'hydroélectricité et le nucléaire.

Tableau A5-8
Exportations d'électricité par type de combustible
Projections de l'ONÉ

Type de combustible	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005
					(Gigawatt heures)					
Hydro-électrique	17500.0	18425.0	37816.0	37702.0	37525.0	36655.0	22516.0	20764.0	15430.0	8612.0
Charbon	13742.0	15979.0	12408.0	14346.0	19409.0	21348.0	20112.0	10409.0	12956.0	9250.0
Nucléaire		1493.0	2830.0	2830.0	2830.0	2830.0	2962.0	6878.0	5987.0	6143.0
Pétrole	513.0	500.0	500.0	500.0	400.0					
Total	**31755.0**	**36397.0**	**53554.0**	**55378.0**	**60164.0**	**60835.0**	**45590.0**	**38051.0**	**34373.0**	**24005.0**

Tableau A6-1
Données historiques
Réserves établies et production cumulative du gaz naturel commercialisable des zones de production classiques

(Exajoules)

Année	Réserves établies initiales	Production cumulative	Réserves établies restantes
1960	38.43	4.94	33.49
1961	42.46	5.80	36.66
1962	45.57	6.83	38.74
1963	48.33	7.93	40.40
1964	50.00	9.15	40.85
1965	58.49	7.94	50.55
1966	59.84	9.19	50.65
1967	64.80	10.61	54.19
1968	67.85	12.03	55.82
1969	74.77	13.93	60.84
1970	77.10	15.73	61.37
1971	82.86	18.25	64.61
1972	83.20	20.77	62.43
1973	87.42	23.48	63.94
1974	89.20	26.17	63.03
1975	91.07	28.88	62.19
1976	96.29	31.42	64.87
1977	102.70	34.25	68.45
1978	110.94	36.89	74.05
1979	115.94	40.00	75.94
1980	119.16	42.77	76.39
1981	126.52	45.74	80.78
1982	129.97	48.52	81.45
1983[1]	132.27	51.32	80.95

Source: Données de l'APC – 1960-1964 (catégorie des réserves probables)
Données de l'ONÉ – 1965-1982 (avant 1965, il n'y a pas de données de l'ONÉ)

[1] Estimation

Tableau A6-2
Ajouts aux réserves de gaz naturel par unité de forage d'exploration et réserves établies initiales
Zones de production classiques

Données historiques			Projections		
Année	Exajoules par million de mètres	Réserves établies initiales	Année	Exajoules par million de mètres	Réserves établies initiales
1960-61	3.10	38.4	1983	1.06	132.3
1962-63	3.02	45.6	1984	1.01	134.2
1964-65	3.51	50.0	1985	0.99	136.5
1966-67	2.19	59.8	1986	0.96	138.8
1968-69	2.73	67.9	1987	0.95	141.2
1970-71	2.43	77.1	1990	0.86	148.1
1972-73	1.29	83.2			
1974-75	1.18	89.2	1995	0.64	157.0
1976-77	2.57	96.3			
1978-79	1.90	110.9	2000	0.51	162.1
1980-81	1.25	119.2			
1982-83	1.11	130.0	2005	0.37	164.1

Tableau A6-3
Activité de forage d'exploration
Données historiques et projections de l'ONÉ

(en million de mètres)

Données historiques		Projections	
Année	**Total**	**Année**	**Total**
1960	1.19	1983	2.15
1961	1.28	1984	2.45
1962	1.24	1985	2.68
1963	1.63	1986	2.87
1964	1.85	1987	3.10
1965	2.08	1990	3.53
1966	2.05	1995	3.11
1967	1.91	2000	2.14
1968	2.23	2005	1.38
1969	2.21		
1970	1.82		
1971	1.76		
1972	2.05		
1973	2.25		
1974	1.87		
1975	1.66		
1976	2.28		
1977	2.78		
1978	3.56		
1979	4.11		
1980	5.27		
1981	4.25		
1982	3.12		

Tableau A6-4
Activité de forage d'exploration par province
Projections de l'ONÉ

(millions de mètres)

	1983	1984	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005
Alberta	1.65	1.93	2.11	2.29	2.61	3.09	2.67	1.91	1.19
Colombie-Britannique	0.08	0.10	0.15	0.18	0.22	0.26	0.26	0.14	0.10
Saskatchewan	0.38	0.38	0.38	0.37	0.25	0.17	0.17	0.08	0.08
Manitoba	0.04	0.04	0.04	0.03	0.02	0.01	0.01	0.01	0.01
Total	2.15	2.45	2.68	2.87	3.10	3.53	3.11	2.14	1.38

Tableau A6-5
Ajouts aux réserves de gaz naturel commercialisable
Données historiques et projections de l'ONÉ
(Exajoules)

Données historiques			Projections	
Année	Ajouts annuels	Moyenne mobile de 3 ans	Année	Ajouts annuels
1960	5.00	3.72	1983	2.28
			1984	2.48
1961	2.00	3.77	1985	2.65
1962	4.30	3.03	1986	2.75
1963	2.80	3.97	1987	2.94
1964	4.80	4.13		
1965	4.80	3.65	1990	3.05
1966	1.34	3.70	1995	1.99
1967	4.96	3.12		
1968	3.04	4.98	2000	1.09
1969	6.92	4.10		
1970	2.34	5.01	2005	0.51
1971	5.76	2.81		
1972	0.34	3.44		
1973	4.22	2.11		
1974	1.78	2.62		
1975	1.87	2.96		
1976	5.22	4.50		
1977	6.41	6.62		
1978	8.23	6.55		
1979	5.00	5.49		
1980	3.22	5.20		
1981	7.36	4.68		
1982	3.45	4.36		

Tableau A6-6
Ajouts aux réserves de gaz naturel commercialisable
à partir des appréciations et des nouvelles découvertes
Zones classiques
Projections de l'ONÉ

(Pétajoules)

1983	1984	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005	Total (1983-2005)
2280	2480	2650	2750	2940	3050	1990	1090	510	45460

Tableau A6-7
Ajouts aux réserves de gaz naturel commercialisable
Zones classiques
Comparaison des points de vue des intervenants

(Pétajoules)

Année	Amoco cas de base	Amoco cas élargi	APC	Dome	Impériale	Husky/ NOVA	Petro-Canada	Shell[1]	TCPL[1]	ONÉ
1983	3993	5972	3718	3201	3740	3830	2625	2298	1720	2280
1984	3993	5972	3682	2997	3780	3420	2200	2475	1750	2480
1985	3954	5933	3682	3464	3750	3080	2825	2509	2200	2650
1986	3721	5700	3644	3650	3860	2766	3150	2488	2690	2750
1987	3488	5467	3372	3865	3900	2556	3460	2377	3130	2940
1988	3294	5273	3139	4157	3890	2382	3770	2245	3530	3200
1989	3100	5079	3139	4196	4030	2292	4330	2177	3410	3190
1990	2402	4381	2906	4050	4140	2252	4155	2071	3290	3050
1991	2247	4226	2364	3850	3940	2288	3880	2093	3200	2880
1992	2053	3876	2053	3734	2720	2348	3680	2039	3110	2690
1993	2053	3876	2053	3564	2570	2398	3430	1976	2720	2500
1994	1859	3527	1859	3447	2390	2435	3170	1881	2410	2250
1995	1859	3527	1859	3277	2210	2445	2870	1766	2110	1990
			37470[2]							
1996	1665	3217		3161	2000	2445	2685	1664	1870	1800
1997	1665	3217		2885	1780	2471	2433	1681	1660	1610
1998	1471	2945		2715	1590	2461	2300	1592	1470	1430
1999	1471	2945		2705	1410	2467	2075	1471	1310	1240
2000	1277	2674		2686	1250	2487	1968	1332	1170	1090
	45565[2]	77807[2]			52950[2]			36135[2]		
2001				2686		2487	1786		1040	920
2002				2623		2483	1606		930	790
2003				2623		2483	1543		830	640
2004				2596		2483	1392		750	580
2005				2596		2479	1355		670	510
Total				**74728**		**59238**	**62688**		**46970**	**45460**

[1] Alberta et Colombie-Britannique seulement.
[2] Total de la moitié des prévisions.

Tableau A6-8
Capacité de livraison à partir des réserves établies
Comparaison des points de vue des intervenants

(Pétajoules par an)

	1983	1984	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005
Amoco	4872	5210	5198	5026	4984	4219	2747	1615	949
APC	4701	4771	4786	4617	4573	3823	2549	—	—
Dome	5112	5382	5651	5704	5564	4839	3274	2113	1259
Gulf	4349	4389	4349	4270	4149	3671	2753	1756	—
Impériale	4733	4620	4562	4448	4351	3725	2503	1431	—
NOVA	5168	5126	5023	4858	4648	4360	2991	1794	1162
Petro-Canada	5111	4977	4929	4763	4610	3895	2543	1603	979
Shell[1]	—	5198	5082	4971	4823	3781	2136	1233	—
TCPL	4897	5106	4917	4784	4623	3884	2519	1530	972
Texaco[1]	5040	5198	5082	4971	4823	3781	2136	1233	—
ONÉ	5022	5050	5060	4906	4781	4116	2651	1442	859

[1] Tiré de l'audience générale 1982 de l'ONÉ

Tableau A6-9
Capacité de livraison des zones de production classiques
Réserves établies et ajouts de réserves
Comparaison des points de vue des intervenants

(Pétajoules par an)

	1983	1984	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005
Amoco–cas de base	4985	5422	5509	5436	5621	5450	4517	3527	2754
Amoco–cas élargi	4985	5422	5509	5550	5862	6060	5720	4943	4272
APC	4701	4856	4956	4871	4913	4757	4205	—	—
Dome	5112	5400	5714	5856	5859	5732	5218	4650	3949
Gulf	4349	4389	4389	4349	4309	4149	3950	3750	—
Impériale	4965	5015	5097	5183	5305	5399	4983	3918	—
NOVA	5169	5128	5026	4866	4670	4567	3890	3309	3103
Petro-Canada	5125	5020	5030	4956	4919	4662	4209	3809	3237
Shell[1]	—	5422	5383	5358	5280	4482	3188	2558	—
TCPL	4919	5162	5026	4972	4911	4582	3939	3260	2606
Texaco[2]	5102	5338	5347	5387	5399	4827	3698	2905	—
ONÉ	5034	5994	5161	5100	5091	4844	4054	3122	2422

[1] Tiré de l'audience générale 1982 de l'ONÉ pour la partie sur les réserves établies
[2] Tiré de l'audience générale 1982 de l'ONÉ

Tableau A6-10
Capacité de livraison des régions pionnières
Comparaison des points de vue des intervenants

(Pétajoules par an)

	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	2000	2005
Dome	150	150	150	150	150	150	390	1220	2290
Gulf	150	150	150	150	150	150	150	650	—
Impériale	—	—	—	149	149	149	298	608	—
Mobil[1]	90	115	140	140	140	140	140	—	—
NOVA	—	80	150	150	150	150	250	650	900
Petro-Canada[2]	114	140	146	146	146	146	239	240	181
Shell[3]	485	485	485	485	485	485	485	485	—
ONÉ	—	—	—	—	—	140	460	460	460

[1] Venture seulement, à compter de la mi-1988.
[2] À compter de 1988 et à raison de 44 pétajoules.
[3] Total de la côte Est à partir de 1987.

Tableau A6-11
Capacité de livraison des zones classiques
Projections de l'ONÉ

(Pétajoules par an)

	Offre de la Colombie-Britannique				Offre de l'Alberta				Offre de Sask., Ont. & Territoires				Offre globale classique			
Année	Réserves sous contrat	Réserves non engagées	Ajouts de réserves	Total	Réserves sous contrat	Réserves non engagées	Ajouts de réserves	Total	Réserves sous contrat	Réserves non engagées	Ajouts de réserves	Total	Réserves sous contrat	Réserves non engagées	Ajouts de réserves	Total
1983	466	33	1	500	4378	54	11	4443	85	7	0	92	4928	94	12	5034
1984	467	43	3	512	4329	107	39	4475	90	15	2	107	4886	164	44	5094
1985	461	56	7	524	4268	160	91	4519	92	22	4	118	4822	238	102	5161
1986	436	94	14	544	3992	264	173	4429	91	29	7	127	4519	387	194	5100
1987	425	107	25	556	3756	368	276	4400	89	36	10	136	4270	511	311	5091
1988	417	115	38	569	3449	520	389	4358	86	40	14	140	3952	674	441	5067
1989	412	120	53	585	2990	668	509	4167	92	39	18	139	3484	826	581	4891
1990	389	124	71	584	2673	814	636	4123	79	37	21	137	3141	974	728	4844
1991	355	125	89	569	2417	901	766	4084	73	34	24	132	2845	1060	879	4784
1992	314	128	106	548	2121	929	894	3943	65	30	27	122	2499	1088	1027	4613
1993	285	130	123	538	1820	937	1014	3770	55	26	29	110	2160	1093	1166	4418
1994	253	128	139	520	1556	923	1122	3600	51	23	31	105	1860	1073	1292	4225
1995	227	124	154	505	1353	880	1216	3449	48	20	32	100	1627	1024	1403	4054
1996	194	123	167	484	1147	832	1294	3273	45	17	34	95	1385	972	1496	3852
1997	170	120	179	468	952	782	1356	3090	42	14	35	91	1164	916	1569	3649
1998	149	118	188	455	771	729	1400	2899	39	11	36	86	959	857	1624	3441
1999	121	115	195	432	656	674	1428	2758	34	9	37	80	812	798	1661	3270
2000	106	110	200	416	567	625	1442	2634	27	7	37	72	701	741	1680	3122
2001	91	102	203	395	487	578	1443	2507	26	5	37	69	604	684	1683	2971
2002	81	92	202	375	423	536	1432	2391	24	4	37	65	528	632	1671	2831
2003	72	83	200	354	357	497	1410	2264	23	3	35	62	451	583	1646	2680
2004	66	73	196	335	316	463	1379	2158	22	3	34	58	403	538	1609	2551
2005	61	64	191	316	279	432	1340	2051	21	2	32	55	361	498	1563	2422
Total	**6017**	**2322**	**2746**	**11085**	**45054**	**13670**	**21061**	**79785**	**1290**	**433**	**574**	**2297**	**52361**	**16425**	**24380**	**93167**

Le total des colonnes peut être inexact, les chiffres ayant été arrondis.

Tableau A6-12
Capacité de livraison de toutes les sources
Projections de l'ONÉ

(Pétajoules par an)

	Capacité de livraison des réserves établies								Offre des ajouts de réserves				Offre des régions pionnières			
Année	Total sous contrat	S-E de l'Alberta non engagé	Autre de l'Alberta non engagé	C.-B. non engagé	Sask. non engagé	Alberta H.P.É.	Alberta reporté	Total	Alberta	C.-B.	Sask.	Total	Total de l'ouest du Canada	Plateau continent. de Nle-Écosse	Mackenzie Delta	Total canadien, y compris les régions pionnières
1982[1]	56811	3390	12378	2930	442	1760	3741	81452	38270	5398	800	45458				
1983	4828	19	32	33	7	2	1	5022	11	1	0	12	5034	0	0	5034
1984	4886	38	65	43	15	4	1	5050	39	3	2	44	5094	0	0	5094
1985	4822	56	97	56	22	6	1	5060	91	7	4	102	5161	0	0	5161
1986	4519	94	161	94	29	7	2	4906	173	14	7	194	5100	0	0	5100
1987	4270	130	226	107	36	9	3	4781	276	25	10	311	5091	0	0	5091
1988	3952	163	323	115	40	11	3	4626	389	38	14	441	5067	0	0	5067
1989	3484	231	420	120	39	13	4	4310	509	53	18	581	4891	0	0	4891
1990	3141	276	517	124	37	15	6	4116	636	71	21	728	4844	140	0	4964
1991	2845	299	579	125	34	16	7	3905	766	89	24	879	4784	140	0	4924
1992	2499	296	606	128	30	18	9	3586	894	106	27	1027	4613	140	0	4753
1993	2160	281	618	130	26	19	18	3252	1014	123	29	1166	4418	140	0	4558
1994	1860	256	619	128	23	21	27	2933	1122	139	31	1292	4225	140	0	4365
1995	1627	221	602	124	20	22	35	2651	1216	154	32	1403	4054	140	320	4514
1996	1385	186	579	123	17	23	43	2357	1294	167	34	1496	3852	140	320	4312
1997	1164	156	550	120	14	24	52	2080	1356	179	35	1569	3649	140	320	4109
1998	959	130	516	118	11	25	58	1817	1400	188	36	1624	3441	140	320	3901
1999	812	108	479	115	9	26	62	1609	1428	195	37	1661	3270	140	320	3730
2000	701	88	442	110	7	27	68	1442	1442	200	37	1680	3122	140	320	3582
2001	604	72	407	102	5	27	72	1288	1443	203	37	1683	2971	140	320	3431
2002	529	58	373	92	4	28	77	1160	1432	202	37	1671	2831	140	320	3291
2003	451	45	343	83	3	28	81	1034	1410	200	35	1646	2680	140	320	3140
2004	403	34	314	73	3	29	85	942	1379	196	34	1609	2551	140	320	3011
2005	361	26	289	64	2	30	88	859	1340	191	32	1563	2422	140	320	2882
Total	**92381**	**3282**	**9156**	**2322**	**433**	**428**	**803**	**68786**	**21081**	**2746**	**574**	**24380**	**93187**	**2240**	**3520**	**98927**

[1] Réserves restantes au 31 décembre, 1982.

Le total des colonnes peut être inexact, les chiffres ayant été arrondis.

Tableau A6-13
Taux de raccordement des réserves de gaz
Projections de l'ONÉ

(Pourcentage)

Nombre d'année après l'addition	Réserves non engagées de l'Alberta	Réserves non engagées de la Saskatchewan	Additions aux Réserves
0	5	15	10
1	5	15	15
2	5	15	20
3	10	15	25
4	10	15	15
5	15	10	5
6	15	5	2
7	15	3	2
8	10	3	2
9	5	2	1
10	3	1	1
11	2	1	1
12			1
13			1

Tableau A6-14
Exportations de gaz naturel selon la licence[1],[2]
Projections de l'ONÉ

(Pétajoules)[3]

Société	Licence	Point de livraison	1983/84	1984/85	1985/86	1986/87	1987/88	1988/89	1989/90	1990/91	1991/92	1992/93	1993/94	1994/95	1995/96	1996/97	1997/98	Total
A&S	GL-3	Kingsgate	163.5	115.9	130.6	110.2	30.7											
	GL-16	"	5.3	7.6	8.2	57.3	59.9	63.8	67.8									550.9
	GL-24	"	30.2	38.0	44.0	59.7	62.3	66.5	70.6	76.8	74.8	53.5	42.8					269.9
	GL-35	"	72.0	57.7	56.1	51.7	54.0											619.2
	GL-67	"					91.9	130.8	138.9	147.1	98.0	49.0						291.5
	GL-68	"								71.8	47.8	23.9						655.7
	GL-69	"						57.6	61.2	64.8	43.1	21.6						143.5
Pan-Alberta	GL-59	"	43.1	37.5	37.4	23.4	14.1	65.6										248.3
	GL-63	"				23.4	42.2											221.1
	GL-65	"							74.9	84.3	56.2	28.1						65.6
Westcoast	GL-4	"	29.9	51.1	40.8	27.2	13.6											243.5
	GL-41	"		8.7	16.8	23.1	31.1	33.6	35.7									162.6
	GL-94	"								34.6	34.5	35.1						149.0
Total		**Kingsgate**	**344.0**	**316.5**	**333.9**	**376.0**	**399.8**	**417.9**	**449.1**	**479.4**	**354.4**	**211.2**	**42.8**					**104.2** **3725.0**
Canadian-Montana	GL-5	Niagara Falls					2.2											
	GL-17	"					5.8	6.2	6.6									2.2
	GL-25	"					5.8	6.2	6.6	7.0	7.0	4.5	4.0					18.6
	GL-53	"					1.5											41.1
	GL-70	"					5.5	4.7	5.0	5.3	3.5	1.7						1.5
	GL-71	"								3.5	2.3	1.2						25.7
KannGaz	GL-77	"					36.5	38.9	41.4	43.8	43.8	43.8	43.8	32.8	21.9	10.9		7.0
Pan-Alberta	GL-95	"					44.7	47.6	50.6	53.6	53.6	53.6	53.6	40.2	26.8	13.4		357.6
ProGas	GL-80	"					14.6	15.6	16.6	17.6	17.6	17.6	17.6	13.2	8.8	4.4		437.7
Sulpetro	GL-57	"	17.9	6.4														143.6
	GL-82	"		12.1	21.9	23.4	24.8	24.8	23.9	10.5	5.3							24.3
TransCanada	GL-83	"			36.1	36.1	32.5	32.5	32.5	32.5	32.5	32.5	32.5	24.4				146.7
	GL-84	"					14.6	15.6	16.6	17.6	17.6	17.6	17.6	13.2				324.1
	GL-85	"					54.3	57.9	61.6	65.2	65.2	65.2	48.9	32.6	16.3			130.4
	GL-88	"					22.0	23.4	24.9	26.3	26.3	26.3	26.3	19.8	13.2	6.6		467.2
	GL-90	"					14.6	15.6	16.6	17.6	17.6	17.6	17.6	17.6	13.2	8.8	4.4	215.1
Total		**Niagara Falls**	**17.9**	**18.5**	**58.0**	**59.5**	**279.4**	**299.0**	**302.9**	**300.5**	**292.3**	**281.6**	**261.9**	**193.8**	**100.2**	**44.1**	**4.4**	**161.2** **2504.0**
Consolidated	GL-61	Emerson	26.5	16.7	11.7	8.9	12.2											
	GL-75	"						21.0	22.3									76.0
TransCanada	GL-18	"	13.8	7.4		33.5	39.0	41.8	44.6									43.3
	GL-20	"	11.0	17.7	18.6	19.3	19.8	24.0	27.4	30.8	30.8							180.1
	GL-37	"	32.1	44.2	39.4	51.5	64.0	53.5	61.1	68.8								199.4
	GL-38	"	3.5	9.8	19.5	19.5	19.5	19.5	19.5	19.5								414.6
	GL-39	"	.7			1.7	2.0	2.1	2.2	2.5								130.3
	GL-60	"	19.5	61.4	57.5	3.1												11.2
	GL-86	"				19.5	35.1	35.1	35.1	35.1	35.1	35.1	35.1	26.3	17.6	8.8		141.5
	GL-87	"							33.2	35.1	35.1	35.1	35.1	26.3	17.6	8.8		317.9
	GL-88	"					22.0	23.4	24.9	26.3	26.3	26.3	26.3	19.8	13.2	6.6		226.3
	GL-89	"			11.3	44.2	55.2	59.2	63.1	71.0	47.3	23.7						215.1
ProGas	GL-56	"	46.7	24.6	21.0													375.0
	GL-79	"						21.0	10.5									92.3
	GL-81	"			54.3	43.5	54.3	57.9	61.6	65.2	65.2	65.2	48.9	32.6	16.3			31.5
Total		**Emerson**	**153.8**	**181.8**	**233.3**	**244.7**	**323.1**	**358.5**	**405.5**	**354.3**	**239.8**	**185.4**	**145.4**	**105.0**	**64.7**	**24.2**		**565.0** **3019.5**
Canadian-Montana	GL-5	Cardston																
	GL-17	"																
	GL-25	"																
	GL-36	"	1.9															
	GL-53	"																1.9
	GL-52	Aden		7.0	7.0	6.9	6.9	1.2										
	GL-72	"						6.0	8.2	9.2	6.1	3.1						29.0
Total		**Cardston/Aden**	**1.9**	**7.0**	**7.0**	**6.9**	**6.9**	**7.2**	**8.2**	**9.2**	**6.1**	**3.1**						**32.6** **63.5**

Tableau A6-14 (suite)

Société	Licence	Point de livraison	1983/84	1984/85	1985/86	1986/87	1987/88	1988/89	1989/90	1990/91	1991/92	1992/93	1993/94	1994/95	1995/96	1996/97	1997/98	Tot
Columbia	GL-54	Monchy				9.7	11.1	2.3										
	GL-74	-						11.4	15.6	17.5	11.7	5.8						23
Consolidated	GL-61	-		22.2	27.2	37.8	27.2											62
	GL-75	-						21.0	22.3									114
Pan-Alberta	GL-58	-	124.9	124.9	140.5	78.1	149.1	218.6										43
	GL-62	-				78.1	38.3											836
	GL-66	-							249.8	281.1	187.2	93.6						116
ProGas	GL-56	-		32.6	66.5	70.0	63.0											811
	GL-79	-						21.0	10.5									232
Westcoast	GL-41	-		4.0	7.8	10.7	14.4	15.5	16.5									31
	GL-94	-								17.3	17.8	17.3						68
Total		**Monchy**	**124.9**	**183.7**	**242.0**	**284.4**	**303.1**	**289.8**	**314.7**	**315.9**	**216.7**	**116.7**						52
																		2391
ICG	GL-28	Sprague	4	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3			
	GL-29	Fort-Frances	5.2	4.1	5.7	6.1	6.5	7.0	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4			3
Total		**ICG**	**5.6**	**4.3**	**6.0**	**6.4**	**6.8**	**7.3**	**7.7**	**7.7**	**7.7**	**7.7**	**7.7**	**7.7**	**7.7**			86
																		90.3
Niagara Gas	GL-6	Cornwall	8															
	GL-55	-	4.6	7.2	7.5	8.5	8.8											8
	GL-78	-						8.8	8.8	9.3	6.2	3.1						36
Total		**Cornwall**	**5.4**	**7.2**	**7.5**	**8.5**	**8.8**	**8.8**	**8.8**	**9.3**	**6.2**	**3.1**						36
																		73.6
Westcoast	GL-41	Huntingdon	92.7	56.2	102.2	140.5	189.1	204.4	217.2									
	GL-93	-								109.2	109.2	109.2	81.9	54.6	27.3			1002
	GL-94	-								109.3	54.3							491
Total		**Huntingdon**	**92.7**	**56.2**	**102.2**	**140.5**	**189.1**	**204.4**	**217.2**	**218.5**	**163.5**	**109.2**	**81.9**	**54.6**	**27.3**			163
																		1657.3
TransCanada	GL-19	Philipsburg	4.8	6.2	6.2	6.2	6.2	6.2	6.2									
Dome	GL-76	Grassy Point						66.6	124.1	148.7	156.6	165.0	166.6	166.6	166.6	166.6	166.6[4]	42.0
Total pour l'ensemble des licences			**751.0**	**781.4**	**998.1**	**1133.1**	**1523.2**	**1855.7**	**1844.8**	**1843.5**	**1443.3**	**1083.0**	**708.3**	**527.7**	**368.5**	**234.9**	**171.0**	1993
																		15581.3

(1) L'année de la licence débute en novembre et se termine en octobre
(2) La provision exclut la licence de combustible GL-43 et les licences GL-64 et GL-92 de Union Gas pour l'exportation de GNS
(3) Valeur calorifique du gaz (MJ/m³) – Huntingdon @ 39.10, Grassy Point @ 38.20, Aden @ 36.06 et pour tous les autres points de livraison, @ 37.65
(4) La licence GL-76 de Dome poursuite jusqu'à 2000/2001

Tableau A6-15
Exportations de gaz naturel à court terme
Comparaison des points de vue des intervenants

(Milliards de mètres cubes)

	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
Shell	23.0	24.6	27.2	29.4	30.5	32.0	30.6	30.8
Husky/NOVA	20.4	21.2	21.2	22.8	24.2	—	—	29.5
CCPA	20.8	22.1	25.0	28.2	35.6	—	—	42.8
Dome – Faible	21.4	24.2	26.9	29.5	32.2	—	—	43.0
Dome – Forte	21.5	26.9	32.2	37.6	45.7	—	—	59.1
Gulf	19.0	19.1	22.6	31.1	39.6	—	—	52.2
Amoco	22.7	22.7	28.3	31.2	34.0	39.7	45.3	51.0
EUPC	21.5	22.8	28.2	37.6	43.6	45.7	45.7	45.7
ONÉ Prévue	20.2	20.7	25.7	29.9	40.2	44.0	49.0	48.5
ONÉ Autorisé	47.1	49.3	58.1	59.0	59.7	59.2	58.7	53.9

Tableau A6-16
Exportations de gaz naturel – Données historiques et projections de l'ONÉ

(Milliards de mètres cubes)

Données historiques			Projections		
Année	**Autorisées**	**Réelles[1]**	**Année**	**Autorisées**	**Réelles[1]**
1960/61	—	4.8	1983/84	49.3	20.7
1961/62	—	9.7	1984/85	58.1	25.7
1962/63	—	10.2			
1963/64	—	11.1	1985/86	59.0	29.9
1964/65	—	11.5	1986/87	59.9	40.2
			1987/88	59.2	44.0
1965/66	—	12.2	1988/89	58.7	49.0
1966/67	—	14.5	1989/90	53.9	48.5
1967/68	—	17.1			
1968/69	—	19.3	1990/91	42.0	38.0
1969/70	—	22.1	1991/92	30.5	27.9
			1992/93	19.8	18.3
1970/71	24.9	25.8	1993/94	15.0	13.9
1971/72	30.4	28.4	1994/95	10.3	9.7
1972/73	29.6	29.2			
1973/74	29.5	27.3	1995/96	6.7	6.4
1974/75	29.0	27.0	1996/97	4.5	4.5
			1997/98	4.4	4.4
1975/76	29.0	27.1	1998/99	4.4	4.4
1976/77	30.2	28.0	1999/00	4.4	4.4
1977/78	29.0	25.2			
1978/79	29.3	27.6	2000/01	1.8	1.8
1979/80	30.8	23.4	2001/02	—	—
			2002/03	—	—
1980/81	40.6	22.0	2003/04	—	—
1981/82	46.6	21.9	2004/05	—	—
1982/83	47.1	20.2			

[1] 1960 – 1983 Réelles
1984 – 2005 Prévues

Tableau A6-17
Données historiques – Demande primaire de gaz naturel – Canada

(Pétajoules)

	1960	1961	1962	1963	1964	1965	1966	1967	1968	1969	1970
Résidentiel	N/A	N/A	150.9	161.6	178.6	201.5	208.0	215.2	227.1	244.1	255.1
Commercial	N/A	N/A	75.7	78.8	94.1	111.3	126.2	140.0	159.1	191.7	203.3
Pétrochimique	N/A	N/A	32.6	36.7	40.4	44.4	52.5	56.1	60 0	70.7	86.9
Autre usage industriel	N/A	N/A	151.9	166.9	186.0	188.2	213.8	241.3	272.7	309.6	333.9
Transport	N/A	N/A	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Utilisation finale totale	**N/A**	**N/A**	**411.2**	**444.0**	**499.1**	**545.5**	**600.5**	**652.6**	**719.0**	**816.1**	**879.2**
Usage Propre	N/A	N/A	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	81.7
Production d'électricité	N/A	N/A	46.2	50.6	47.7	64.7	69.5	72.6	85.3	64.2	99.0
Production de vapeur	N/A	N/A	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Autres conversions	N/A	N/A	0.0	0.0	1.0	3.0	5.0	4.0	5.0	5.0	5.0
Demande primaire totale	**N/A**	**N/A**	**457.4**	**494.6**	**547.8**	**613.1**	**675.0**	**729.3**	**809.3**	**885.3**	**1064.9**

	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981
Résidentiel	264.8	296.5	286.6	309.0	315.6	329.9	331.0	403.0	415.5	426.8	430.7
Commercial	232.5	280.7	269.2	300.2	307.7	330.9	352.7	344.5	353.3	333.1	356.0
Petrochemique	90.4	87.2	92.8	95.6	104.4	123.6	166.8	175.6	192.9	195.2	175.7
Autre usage industriel	387.1	428.6	463.6	518.0	480.3	542.0	566.1	572.7	592.5	602.0	573.2
Transport	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Utilisation finale totale	**974.7**	**1092.9**	**1112.3**	**1222.7**	**1208.0**	**1326.5**	**1416.6**	**1495.8**	**1554.2**	**1557.1**	**1535.6**
Usage propre	92.7	107.5	112.9	117.6	116.2	122.8	124.1	119.4	126.4	118.5	117.1
Production d'électricité	100.1	147.7	200.2	173.2	195.3	139.1	132.0	106.4	104.1	84.0	68.6
Production de vapeur	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.4	0.1
Autres conversions	8.0	11.0	10.0	11.0	11.0	11.0	12.0	14.0	15.0	16.0	17.0
Demande primaire totale	**1175.5**	**1359.2**	**1435.3**	**1524.5**	**1530.5**	**1599.4**	**1684.7**	**1735.6**	**1799.7**	**1776.0**	**1738.4**

Tableau A6-18
Demande primaire de gaz naturel – Canada
Comparaison des points de vue des intervenants

(Pétajoules)

	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005
Amoco	S/O	1530	1580	1630	1680	1750	1950	2210	2530	2950
APC	1768	S/O	S/O	S/O	S/O	S/O	2134	2373	S/O	S/O
Dome–Faible	1774	1662	1787	1894	1953	2005	2185	2484	2796	S/O
Gulf	1718	1755	1842	1901	1947	1983	2110	2224	2430	S/O
Husky/NOVA	1934	1919	2008	2083	2147	2217	2444	2790	3136	3420
Impériale	1781	1832	2026	2090	2139	2158	2251	2415	2442	S/O
Petro-Canada – Base	1745	1724	1905	2127	2211	2290	2509	2795	3051	S/O
Shell	1711	1769	1876	1858	1902	1948	2097	2375	2622	S/O
Texaco	1961	1903	1989	2053	2116	2193	2405	2631	S/O	S/O
CCPA	S/O	1902	2074	2168	2233	2296	2370	2601	2801	3017
ONÉ	1777	1766	1812	1908	1986	2068	2266	2507	2780	3059

• Les données de la demande fournies par l'ONÉ pour 1982 sont les données réelles publiées sauf pour le combustible de retraitement et les combustibles de transport pipelinier.

Chaque fois que possible, les données de 1983 sont fondées sur les tendances établies, publiées dans les catalogues mensuels de Statistique Canada.

Tableau A6-19
Données historiques – Offre et demande de gaz naturel – Canada

(Pétajoules par an)

Année	Demande Interne	Exportations	Total de la Disposition	Capacité[1] de l'offre
1960	371	121	492	—
1961	432	186	618	—
1962	470	377	847	—
1963	530	395	925	—
1964	602	431	1033	—
1965	695	445	1140	—
1966	750	475	1225	—
1967	777	564	1341	—
1968	851	664	1515	1550
1969	1021	748	1769	1800
1970	1179	858	2037	2100
1971	1258	1003	2261	2400
1972	1459	1110	2569	2600
1973	1612	1130	2742	2750
1974	1634	1054	2688	2900
1975	1710	1019	2729	3050
1976	1727	1027	2754	3200
1977	1795	1077	2872	3400
1978	1828	949	2777	3650
1979	1930	1077	3007	4000
1980	1907	857	2764	4400
1981	1920	820	2740	4600
1982	1962	844	2806	4850

[1] Estimée à partir des prévisions antérieures de l'ONÉ

Tableau A6-20
Offre et demande de gaz naturel – Zones Classiques
Projections de l'ONÉ

(Pétajoules par an)

Année	(1) Ventes nettes	(2) Combustible et pertes des pipelines	(3) Combustible de retraitement	(4) Demande de gaz primaire	(5) Retrait de retraitement	(6) Demande interne	(7) Exportations	(8) Disposition globale	(9) Capacité de l'offre	(10) Capacité de l'offre redressée pour report prospectif
1983	1638	112	16	1766	165	1931	751	2682	5034	5034
1984	1679	115	17	1810	190	2001	782	2782	5094	5217
1985	1758	128	19	1906	225	2131	996	3127	5161	5404
1986	1827	136	21	1984	264	2247	1133	3381	5100	5449
1987	1879	162	25	2065	303	2368	1523	3892	5091	5530
1988	1943	171	25	2139	309	2448	1656	4104	5067	5569
1989	1986	181	27	2194	326	2519	1845	4364	4891	5443
1990	2042	184	27	2252	323	2575	1844	4419	4844	5424
1991	2085	174	24	2284	300	2583	1444	4027	4784	5340
1992	2150	166	23	2339	287	2627	1083	3710	4613	5200
1993	2210	159	21	2389	260	2650	707	3356	4418	5090
1994	2262	153	20	2435	245	2679	528	3207	4225	4950
1995	2311	146	18	2475	224	2699	367	3066	4054	4810
1996	2350	141	17	2508	209	2717	235	2952	3852	4680
1997	2391	140	16	2548	198	2746	171	2917	3649	4520
1998	2442	143	16	2601	193	2795	167	2961	3441	4400
1999	2500	146	16	2662	192	2854	167	3021	3270	4270
2000	2561	149	17	2727	194	2921	167	3088	3122	4100
2001	2626	147	17	2790	194	2984	42	3026	2971	3950
2002	2673	149	17	2839	195	3034	0	3034	2831	3790
2003	2719	151	17	2888	197	3085	0	3085	2680	3640
2004	2765	154	18	2937	199	3136	0	3136	2551	3470
2005	2811	157	18	2985	202	3187	0	3187	2422	3300

– Le total des colonnes peut être inexact, les chiffres ayant été arrondis.
– La colonne 1 représente le total des ventes internes au Canada, à l'exclusion de l'Atlantique.
– La colonne 2 représente le total des combustibles et des pertes de pipelines pour les ventes d'exportation et au pays.
– La colonne 3 représente la prévision des pertes de combustible pour le traitement aux usines de chevauchement.
– La colonne 4 représente la prévision de la demande de gaz primaire.
– La colonne 5 représente la prévision du retrait de retraitement aux usines de chevauchement.
– La colonne 6 représente la prévision globale de la demande de gaz naturel au pays.
– La colonne 7 représente la prévision des exportations.
– La colonne 8 représente la demande globale de gaz naturel au Canada.
– La colonne 9 représente la prévision de la capacité de l'offre non limitée par la demande.
– La colonne 10 représente la prévision de la capacité de l'offre redressée pour le report prospectif de l'excédent de l'offre.

Tableau A7-1
Données historiques – Production de pétrole brut et d'équivalents

(Milliers de mètres cubes par jour)

	Brut naturel léger	Brut naturel lourd	Synthétique	Expérimental et bitume	Pentanes Plus	Total
1960	68.2	15.1	—	—	1.3	84.6
1961	81.1	16.2	—	—	2.4	99.7
1962	90.5	18.7	—	—	4.6	113.8
1963	93.0	20.8	—	—	8.1	121.9
1964	95.9	23.7	—	—	10.7	130.3
1965	101.6	25.7	—	—	11.9	139.2
1966	112.7	26.8	—	—	12.4	151.9
1967	125.1	27.9	.2	—	13.0	166.2
1968	132.2	30.1	2.3	—	14.1	178.7
1969	147.4	29.4	4.4	—	16.4	197.6
1970	166.1	31.2	5.2	—	18.9	221.4
1971	176.9	31.8	6.7	—	20.0	235.4
1972	203.6	32.3	8.1	—	26.0	270.0
1973	242.3	35.2	8.0	—	26.5	312.0
1974	230.0	30.3	7.3	—	25.3	292.9
1975	194.7	25.2	6.8	—	23.8	250.5
1976	174.1	24.6	7.6	1.2	20.9	228.4
1977	169.3	30.8	7.2	1.2	20.7	229.2
1978	165.6	32.2	8.9	1.2	18.5	226.4
1979	188.7	31.7	14.6	1.5	18.4	254.9
1980	173.7	31.1	20.3	1.5	16.6	243.2
1981	154.5	28.0	17.7	2.0	15.9	218.1
1982	150.7	28.7	19.1	3.2	15.5	217.2

Tableau A7-2
Données historiques
Réserves établies et production cumulative de pétrole brut conventionnel

(Millions de mètres cubes)

Année	Réserves établies initiales	Production cumulative	Réserves établies restantes
1960	1747.1	227.7	1519.4
1961	1753.7	262.7	1491.0
1962	1777.5	301.4	1476.1
1963	1805.9	342.3	1463.6
1964	1856.9	385.8	1471.1
1965	1960.4	432.1	1528.3
1966	2038.7	488.3	1550.4
1967	2154.2	543.7	1610.5
1968	2258.0	603.0	1655.0
1969	2324.5	665.3	1659.2
1970	2348.7	736.9	1611.8
1971	2387.5	814.1	1573.4
1972	2406.8	893.3	1513.5
1973	2416.9	996.3	1420.6
1974	2413.5	1093.3	1320.2
1975	2209.2	1179.9	1029.3
1976	2207.2	1253.1	954.1
1977	2245.8	1326.5	919.3
1978	2265.0	1398.5	866.5
1979	2287.5	1480.0	807.5
1980	2314.3	1554.6	759.7
1981	2336.1	1620.6	715.5
1982	2420.7	1685.0	735.7
1983[1]	2466.8	1752.3	714.5

Sources: Données de l'APC – 1960-1975 (catégories des réserves probables)
Données des rapports annuels 1978 à 1982 de l'ONÉ (les données de l'ONÉ antérieures à 1975 n'existent pas).

[1] Estimations préliminaires.

Tableau A7-3
Capacité de production de pétrole brut et d'équivalents au Canada
Projections de l'ONÉ

(Milliers de mètres cubes par jour)

	Léger							Lourd					
	Réserves établies	Additions aux réserves	Pentanes Plus	Syn-[1] thétique	Syn-[2] thétique	Zones pionnières[3]	Total partiel	Réserves établies	Additions aux réserves	Diluant	Bitume[4]	Charge de pré-raff.	Total partiel
1983	165.1	—	9.0	23.5	—	—	197.6	34.4	—	5.5	4.0	—	43.9
1984	167.2	.5	7.8	24.2	—	—	199.7	37.3	.3	6.6	5.5	—	49.7
1985	153.1	3.9	8.2	25.0	—	—	190.2	34.7	1.8	7.2	7.0	—	50.7
1986	135.1	9.4	8.0	25.0	—	—	177.5	30.7	3.5	7.9	9.0	—	51.1
1987	118.5	16.0	9.0	25.0	—	—	168.5	27.1	5.4	8.6	11.0	—	52.1
1988	103.9	21.5	8.3	28.5	3.0	—	165.2	23.9	7.2	9.4	13.0	(4.0)	49.5
1989	91.0	25.8	8.3	28.5	8.0	1.9	163.5	21.1	9.0	9.5	15.0	(9.0)	45.6
1990	80.0	29.1	8.4	28.5	14.0	1.9	161.9	18.7	10.7	8.7	17.0	(16.0)	39.1
1991	70.7	31.6	7.6	28.5	15.0	1.9	155.3	16.5	12.2	8.7	19.0	(17.0)	39.4
1992	62.7	33.4	6.7	33.5	15.0	1.9	153.2	14.7	13.6	9.2	21.0	(17.0)	41.5
1993	55.7	34.9	5.2	38.5	15.0	12.0	161.3	13.0	14.9	10.1	23.0	(17.0)	44.0
1994	49.9	35.9	4.2	38.5	15.0	35.0	178.5	11.5	16.0	10.5	24.0	(17.0)	45.0
1995	44.9	36.8	3.2	38.5	15.0	44.0	182.4	10.1	17.0	11.0	25.0	(17.0)	46.1
1996	40.6	37.3	2.3	38.5	15.0	44.0	177.7	8.9	17.9	11.4	26.0	(17.0)	47.2
1997	36.3	37.7	1.1	38.5	15.0	44.0	172.6	7.8	18.8	11.9	27.0	(17.0)	48.5
1998	33.0	38.0	.2	38.5	15.0	44.0	168.7	6.7	19.5	12.3	28.0	(17.0)	49.5
1999	29.7	38.4	(1.0)	43.5	15.0	44.0	169.6	5.7	20.1	12.7	29.0	(17.0)	50.5
2000	27.1	38.6	(2.0)	48.5	15.0	44.0	171.2	4.9	20.7	13.1	30.0	(17.0)	51.7
2001	24.7	38.8	(2.9)	48.5	15.0	44.0	168.1	4.2	21.3	13.7	31.0	(17.0)	53.2
2002	22.3	38.8	(3.8)	48.5	15.0	44.0	164.8	3.6	21.8	14.1	32.0	(17.0)	54.5
2003	20.1	38.8	(4.2)	48.5	15.0	44.0	162.2	3.2	22.2	14.6	33.0	(17.0)	56.0
2004	18.3	38.7	(4.6)	48.5	15.0	44.0	159.9	2.8	22.6	15.1	34.0	(17.0)	57.5
2005	16.5	38.6	(5.2)	48.5	15.0	44.0	157.4	2.5	23.0	15.7	35.0	(17.0)	59.2

(1) Usines intégrées.
(2) Pré-raffinage régional.
(3) Les pentanes plus de l'île de Sable ont été inclus dans l'approvisionnement des régions pionnières.
(4) Comprend le pétrole expérimental.
(5) Près de quatre milliers de mètres cubes par jour de pentanes plus ne sont pas disponibles à titre de diluant du pétrole lourd.

(Tableau A7-3 suite)

	Réserves établies	Additions aux Réserves	Pentanes Plus[2]	Sables bitumineux[4]	Zones pornières[3]	Perte en pré-ralf.	Total
							Total
1983	199 5	—	14 5	27 5	—	—	241 5
1984	204 5	8	14 4	29 7	—	—	249 4
1985	187 8	5 7	15 4	32 0	—	—	240 9
1986	165 8	12 9	15 9	34 0	—	—	228 6
1987	145 6	21 4	17 6	36 0	—	—	220 6
1988	127 8	28 7	17 7	41 5	—	(1 0)	214 7
1989	112 1	34 8	17 8	43 5	1 9	(1 0)	209 1
1990	98 7	39 8	17 1	45 5	1 9	(2 0)	201 0
1991	87 2	43 8	16 3	47 5	1 9	(2 0)	194 7
1992	77 4	47 0	15 9	54 5	1 9	(2 0)	194 7
1993	68 7	49 8	15 3	61 5	12 0	(2 0)	205 3
1994	61 4	51 9	14 7	62 5	35 0	(2 0)	223 5
1995	55 0	53 8	14 2	63 5	44 0	(2 0)	228 5
1996	49 5	55 2	13 7	64 5	44 0	(2 0)	224 9
1997	44 1	56 5	13 0	65 5	44 0	(2 0)	221 1
1998	39 7	57 5	12 5	66 5	44 0	(2 0)	218 2
1999	35 4	58 5	11 7	72 5	44 0	(2 0)	220 1
2000	32 0	59 3	11 1	78 5	44 0	(2 0)	222 9
2001	28 9	60 1	10 8	79 5	44 0	(2 0)	221 3
2002	25 9	60 6	10 3	80 5	44 0	(2 0)	219 3
2003	23 3	61 0	10 4	81 5	44 0	(2 0)	218 2
2004	21 1	61 3	10 5	82 5	44 0	(2 0)	217 4
2005	19 0	61 6	10 5	83 5	44 0	(2 0)	216 6

Tableau A7-4
Pétrole brut naturel – Réserves établies et capacité de production par province
Projections de l'ONÉ

	(Millions de mètres cubes)			(Mètres cubes par jour)								
	Réserves récupérables initiales au 31/12/83	Production cumulative au 31/12/82	Réserves restantes	Capacité de production 1983	1984	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005
Pétrole brut léger												
Territoires du Nord-Ouest	39 900	4 327	35 573	482	538	1336	2361	3387	3900	3900	3900	2595
Colombie-Britannique	81 091	56 510	24 581	5811	5710	5397	4895	4438	3322	2036	1181	767
Alberta	1790 505	1238 913	551 592	148659	150497	137511	119167	102836	67270	35868	20659	12294
Saskatchewan	130 082	102 825	27 257	7948	8099	7478	6593	5818	4035	2151	848	436
Manitoba	32 083	21 496	10 587	1982	2122	2044	1961	1862	1440	938	594	375
Ontario	9 700	9 166	534	218	187	161	139	119	76	36	16	0
Total partiel pour le Canada	**2083.371**	**1433.237**	**650.134**	**165100**	**167153**	**153927**	**135116**	**118460**	**80043**	**44929**	**27098**	**16467**
Pétrole brut lourd												
Alberta	117 217	63 024	54 193	15433	17395	16192	14132	12277	8057	3699	1558	640
Saskatchewan	265 939	187 884	78 055	18921	19822	18492	16529	14764	10592	6240	3371	1852
Manitoba	244	178	066	48	37	28	22	17	3	0	0	0
Total partiel pour le Canada	**383.400**	**251.086**	**132.314**	**34402**	**37254**	**34712**	**30683**	**27058**	**18652**	**10139**	**4929**	**2492**
Total pour le pétrole brut et équivalents												
Territoires du Nord-Ouest	39 900	4 327	35 573	482	538	1336	2361	3387	3900	3900	3900	2595
Colombie-Britannique	81 091	56 510	24 581	5811	5710	5397	4895	4438	3322	2036	1181	767
Alberta	1907 722	1301 937	605 785	164092	167892	153703	133299	115113	75327	39767	22117	12934
Saskatchewan	396 021	290 709	105 312	26869	27921	25970	23122	20582	14627	8391	4219	2288
Manitoba	32 337	21 674	10 663	2030	2159	2072	1983	1879	1443	938	594	375
Ontario	9 700	9 166	534	218	187	161	139	119	76	36	16	0
Total pour le Canada	**2466.771**	**1684.323**	**782.448**	**199502**	**204407**	**188639**	**165799**	**145518**	**98695**	**55068**	**32027**	**18959**
Estimations préliminaires au 31/12/83												
Total pour le Canada	**2466.8**	**1752.3**	**714.5**									

Tableau A7-5
Pétrole brut naturel – Réserves établies et capacité de production par gisement
Projections de l'ONÉ

Pétrole brut léger

	Réserves récupérables initiales au 31/12/83	Production cumulative au 31/12/82	Réserves restantes	1983	1984	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005
	(Millions de mètres cubes)						(Mètres cubes par jour)					
Territoires du Nord-Ouest												
Norman Wells												
Norman Wells	39.900	4.327	35.573	482	538	1336	2361	3387	3900	3900	3900	2595
Total du réseau	**39.900**	**4.327**	**35.573**	**482**	**538**	**1336**	**2361**	**3387**	**3900**	**3900**	**3900**	**2595**
Total pour la province	**39.900**	**4.327**	**35.573**	**482**	**538**	**1336**	**2361**	**3387**	**3900**	**3900**	**3900**	**2595**
Colombie-Britannique												
Blueberry Taylor Pipelines												
Aitken Creek-Gething A	1.000	0.913	0.087	40	36	32	28	25	17	0	0	0
Blueberry Debolt	2.249	1.969	0.280	148	143	115	91	71	34	0	0	0
Eagle Belloy (80%)	7.550	1.532	6.018	1180	1180	1158	1071	986	768	507	335	221
Inga-Inga Total	6.450	4.897	1.553	410	401	365	330	299	221	134	81	49
Stoddart West Total	1.043	0.224	0.819	175	175	168	154	141	108	70	45	29
Divers	0.562	0.262	0.300	41	38	34	32	29	24	18	14	12
Total du réseau	**18.854**	**9.797**	**9.057**	**1995**	**1973**	**1875**	**1706**	**1553**	**1176**	**731**	**477**	**312**
Trans-Prairie Pipelines Ltd. – Beaton River												
Beatton R. Halfway Tot	1.650	1.288	0.362	120	120	113	96	85	56	27	0	0
Beatton R. W. Bluesky A	0.975	0.648	0.327	91	91	87	76	69	50	28	16	0
Eagle Belloy (20%)	1.877	0.383	1.494	295	295	287	265	244	190	125	83	54
Milligan Creek-Halfway	6.933	6.320	0.613	256	223	193	168	146	96	47	0	0
Peejay-Halfway	9.800	8.779	1.021	310	340	324	282	245	161	80	0	0
Weasel-Halfway	3.150	2.471	0.679	220	220	213	187	162	107	53	0	0
Wildmint-Halfway	1.615	1.289	0.326	139	119	103	88	76	48	23	0	0
Divers	1.716	1.449	0.267	125	109	95	82	71	46	0	0	0
Total du réseau	**27.716**	**22.527**	**5.089**	**1557**	**1518**	**1419**	**1250**	**1103**	**757**	**386**	**99**	**54**
Trans-Prairie PipeLines Ltd. – Boundary Lake – Taylor												
Boundary Lake, Unité No 1	17.500	11.620	5.880	1120	1120	1062	1005	933	747	516	356	246
Boundary Lake, Unité No 2	11.300	8.829	2.471	665	639	580	526	478	357	220	135	83
Boundary Lake, Dome 1 & 2	3.200	2.543	0.657	159	147	136	125	115	90	60	40	26
Divers	0.421	0.305	0.116	33	30	28	26	23	18	12	3	0
Total du réseau	**32.421**	**23.297**	**9.124**	**1977**	**1937**	**1827**	**1683**	**1551**	**1214**	**809**	**536**	**368**

Tableau A7-5 (suite)

	Réserves récupérables initiales au 31/12/63	Production cumulative au 31/12/62	Réserves restantes	1963	1964	1965	1966	1967	1980	1995	2000	2005
	(Millions de mètres cubes)			(Mètres cubes par jour)								
Pétrole par camion en C.-B.	2.100	0.789	1.311	280	280	275	252	230	174	109	68	43
Total du réseau	**2.100**	**0.789**	**1.311**	**280**	**280**	**275**	**252**	**230**	**174**	**109**	**68**	**43**
Total pour la province	**81.091**	**56.510**	**24.581**	**5811**	**5710**	**5397**	**4895**	**4438**	**3322**	**2036**	**1181**	**767**
				Alberta								
				Bow River Pipe Lines Ltd.								
Cessford Banff B	0.680	0.055	0.625	81	100	100	95	86	67	47	35	27
Provost Viking Cak	10.100	6.349	3.751	800	743	691	642	597	479	333	231	160
Divers & non déf	3.425	0.675	2.750	442	624	594	543	496	379	241	154	98
Total du réseau	**14.205**	**7.079**	**7.126**	**1323**	**1468**	**1386**	**1281**	**1181**	**926**	**622**	**420**	**286**
				Cremona Pipeline System								
Crossfield Cardium A	3.030	2.742	0.288	96	88	80	73	66	50	31	0	0
Garrington Card A & B (27%)	0.799	0.666	0.133	40	40	38	34	31	22	13	0	0
Garrington Mann (27%)	0.040	0.006	0.034	16	28	19	12	8	0	0	0	0
Garrington Viking A (27%)	0.269	0.029	0.240	60	80	76	66	57	37	17	8	0
Garrington Fld Othr (27%)	0.415	0.181	0.234	54	73	73	70	61	39	18	0	0
Harmattan East Rundle	11.650	9.462	2.188	725	900	829	683	562	313	118	0	0
Harmattan East Viking E	0.950	0.096	0.854	175	400	361	292	237	126	44	0	0
Harmattan Elkton Run C	11.500	7.998	3.502	857	1152	1300	1206	984	532	191	68	0
Olds Wabamun A	1.187	0.989	0.198	80	71	63	55	49	34	1	0	0
Westward Ho Rundle A	1.900	1.539	0.361	106	118	113	99	85	55	26	13	0
Divers & non déf	2.607	1.221	1.386	310	400	382	343	307	221	127	73	0
Total du réseau	**34.347**	**24.929**	**9.418**	**2520**	**3351**	**3338**	**2937**	**2451**	**1432**	**591**	**163**	**0**
				Federated Pipe Lines Ltd								
Carson Creek North Bhl A	6.400	4.405	1.995	1150	1199	997	688	475	156	0	0	0
Carson Creek North Bhl B	18.350	13.412	4.938	2123	1940	1690	1401	1161	661	259	101	0
Judy Creek Bhl A	48.000	41.794	6.206	2323	2030	1707	1451	1246	828	473	299	0
Judy Creek Bhl B	17.000	13.897	3.103	938	813	711	628	558	407	263	184	136
Judy Creek Viking A	0.810	0.362	0.448	185	185	167	136	110	58	20	7	0
Meekwap D-2A	4.200	2.205	1.995	560	600	590	522	454	298	148	73	0
Morinville D-3B 3%	0.056	0.033	0.023	8	10	9	7	5	2	0	0	0
Swan Hills Bhl A&B	105.000	76.549	28.451	6572	6048	5565	5120	4712	3671	2421	1597	1053
Swan Hills Bhl C	25.660	16.221	9.439	1595	1491	1396	1307	1226	1015	752	567	434
Swan Hills South Bhl A&B	66.000	47.440	18.560	4087	3653	3285	2970	2698	2073	1427	1041	793
Virginia Hills Bhl	20.658	18.133	2.525	1120	1120	1009	806	645	329	107	0	0
Virginia Hills Belloy A	4.328	0.425	3.903	800	1100	1100	1094	977	610	278	126	57
Divers & non déf	1.498	0.618	0.880	140	340	319	270	228	136	58	25	0
Total du réseau	**317.960**	**235.494**	**82.466**	**21603**	**20533**	**18550**	**16406**	**14500**	**10251**	**6211**	**4024**	**2475**

Tableau A7-5 (suite)

	Réserves récupérables initiales au 31/12/83	Production cumulative au 31/12/82	Réserves restantes	1983	1984	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005
	(Millions de mètres cubes)						(Mètres cubes par jour)					
Gibson Petroleum Company Limited												
Bellshill Blairmore	10 200	6 150	4 050	1000	1200	1154	1017	893	605	315	164	86
Thompson Lake Blairmore	0 794	0 556	0 238	95	95	88	73	60	34	13	0	0
Divers & non déf	0 242	0 013	0 229	62	85	79	69	60	39	19	0	0
Total du réseau	**11.236**	**6.719**	**4.517**	**1157**	**1380**	**1323**	**1160**	**1014**	**678**	**348**	**164**	**86**
Gulf Alberta Pipeline												
Clive D-2A	3 100	1 791	1 309	285	310	301	274	249	187	116	72	45
Clive D-3A	6 560	4 190	2 770	615	615	594	542	494	373	234	147	92
Drumheller D-2A	1 700	1 149	0 551	190	200	184	155	131	78	33	14	0
Drumheller D-2B	2 260	1 053	1 207	400	550	514	407	320	155	46	0	0
Duhamel D-3B	1 370	1 098	0 272	172	197	145	92	59	15	0	0	0
Erskine D-3	3 800	3 343	0 457	131	123	114	104	96	73	47	0	0
Fenn Big Valley D-2A	51 840	37 399	14 441	6600	7649	5954	4591	3539	1622	442	0	0
Fenn Big Valley D-3F	2 200	1 718	0 482	200	220	196	156	124	62	19	0	0
Fenn West D-2A	1 390	1 024	0 366	140	160	147	118	95	49	16	0	0
Fenn West D-3C	0 480	0 015	0 465	170	150	141	121	103	65	30	13	6
Fenn West D-3E	0 796	0 000	0 796	185	220	220	220	220	138	51	18	6
Hussar Glauconitic A	3 400	2 546	0 854	280	320	303	254	212	124	50	13	0
Hussar Field, Autre	1 333	0 654	0 679	100	120	120	120	120	108	70	49	36
Joffre D-2	8 000	6 261	1 739	365	364	346	316	290	225	152	105	75
Rich D-3	3 100	0 093	3 007	525	600	600	600	600	578	275	130	61
Stettler D-2A	4 200	3 776	0 424	139	128	116	104	93	67	38	0	0
Stettler D-3A	3 690	2 837	0 853	260	249	222	198	176	125	70	39	0
Wayne-Rosedale BSL QTZ B	0 908	0 314	0 594	140	140	135	122	110	82	52	34	23
Wayne-Rosedale Fld, Autre	0 696	0 101	0 595	91	100	100	100	100	83	55	39	29
West Drumheller D-2A	4 800	4 082	0 718	220	280	261	222	189	117	52	0	0
Wood River D-2C	0 518	0 216	0 302	100	100	94	81	69	43	20	9	0
Divers & non déf	26 743	18 033	8 710	1570	2100	2040	1851	1675	1240	752	456	276
Total du réseau	**133.294**	**91.883**	**41.581**	**12978**	**14896**	**12954**	**10757**	**9072**	**5821**	**2630**	**1145**	**684**
Compagnie pétrolière Impériale Limitée — Ellerslie												
Acheson D-3A	20 450	14 939	5 511	1775	1900	1829	1558	1315	789	337	144	17
Acheson Field, Autre	1 098	0 727	0 371	87	110	104	93	83	59	33	18	0
Acheson East Blairmore B	0 597	0 253	0 344	140	139	125	103	85	48	18	0	0
Golden Spike D-3A	28 500	27 344	1 156	430	360	337	280	237	157	96	66	0
Morinville D 3B 97%	1 630	1 062	0 568	354	337	251	180	130	48	2	0	0
St. Albert D-3A	2 150	2 055	0 095	73	59	47	38	30	0	0	0	0
St. Albert D-3B	1 000	0 804	0 196	108	96	76	61	48	24	0	0	0
Yekau Lake D-3A	0 750	0 541	0 209	85	108	88	68	53	25	7	0	0
Divers & non déf	3 695	2 286	1 409	260	330	330	330	319	224	123	67	37
Total du réseau	**59.870**	**50.011**	**9.859**	**3334**	**3440**	**3191**	**2715**	**2304**	**1377**	**618**	**297**	**54**

Tableau A7-5 (suite)

	Réserves récupérables initiales au 31/12/83	Production cumulative au 31/12/82	Réserves restantes	1983	1984	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005
	(Millions de mètres cubes)						(Mètres cubes par jour)					
Compagnie pétrolière Impériale Limitée – Excelsior												
Excelsior D-2	4 300	3 981	0 319	190	145	113	90	73	42	0	0	0
Fairydell-Bon Accord D3A	2 070	1 615	0 455	145	126	114	101	90	64	38	23	0
Divers & non déf	0 827	0 686	0 141	56	60	52	45	38	24	0	0	0
Total du réseau	**7.197**	**6.282**	**0.915**	**392**	**334**	**280**	**237**	**202**	**132**	**38**	**23**	**0**
Compagnie pétrolière Impériale Limitée – Leduc												
Leduc Woodbend D-2A	14 200	13 948	0 252	109	91	78	68	60	44	0	0	0
Leduc Woodbend D-3A	39 300	37 633	1 667	895	793	675	531	449	243	0	0	0
Leduc Woodbend D-3F	0 795	0 506	0 290	114	114	106	91	77	48	0	0	0
Divers & non déf.	6 105	5 848	0 257	75	84	80	70	60	40	19	4	0
Total du réseau	**60.400**	**57.934**	**2.466**	**1193**	**1083**	**941**	**760**	**648**	**376**	**19**	**4**	**0**
Compagnie pétrolière Impériale Limitée – Redwater												
Redwater D-3	126 000	118 549	9 451	4234	3448	2836	2354	1970	1206	596	328	0
Redwater UML Viking A	0 371	0 057	0 314	68	115	107	92	79	50	23	0	0
Divers & non déf	0 709	0 136	0 573	107	120	120	120	114	84	51	31	18
Total du réseau	**129.080**	**118.742**	**10.338**	**4409**	**3683**	**3063**	**2566**	**2164**	**1341**	**672**	**359**	**18**
Murphy Milk River Pipeline												
Coutts, Total	0 600	0 394	0 206	100	90	74	61	50	27	10	0	0
Manyberries, Total	1 450	0 455	0 995	250	360	334	285	243	150	67	30	0
Divers & non déf	2 161	0 970	1 191	160	210	210	210	209	168	113	75	50
Total du réseau	**4.211**	**1.819**	**2.392**	**510**	**660**	**619**	**556**	**502**	**346**	**191**	**106**	**50**
Norcen Energy Resources Ltd.												
Joarcam Viking	17.000	14.336	2.664	825	900	845	731	632	409	196	21	0
Total du réseau	**17.000**	**14.336**	**2.664**	**825**	**900**	**845**	**731**	**632**	**409**	**196**	**21**	**0**

Tableau A7-5 (suite)

	Réserves récupérables initiales au 31/12/83	Production cumulative au 31/12/82	Réserves restantes	1983	1984	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005
	(Millions de mètres cubes)						(Mètres cubes par jour)					
Peace River Oil Pipe Line Co. Ltd.												
Ante Creek BHL	2.550	1.524	1.026	200	220	213	197	182	144	97	66	44
Ante Creek BHL B	0.550	0.220	0.330	127	196	154	114	84	34	7	0	0
Bonanza Boundary A	0.505	0.098	0.407	110	190	173	140	113	59	20	0	0
Carrot Creek Field Total	1.538	0.192	1.346	205	450	421	366	317	207	101	50	24
Cherhill Field Total	2.200	0.485	1.715	195	240	240	240	240	206	136	96	71
Edson Field Total	1.572	0.628	0.944	317	340	317	274	237	153	73	0	0
Fox Creek BHL A	0.375	0.081	0.294	85	110	101	85	71	42	17	7	0
Gift Slave Point A	0.600	0.022	0.578	62	160	159	145	128	89	49	27	14
Goose River BHL A	7.160	4.760	2.400	660	750	705	614	536	355	179	90	12
Kakwa A Cardium A	0.766	0.039	0.727	105	150	149	142	130	99	63	40	25
Kaybob BHL A	16.275	13.723	2.552	1525	1300	1142	863	652	281	0	0	0
Kaybob South Triassic A	13.900	8.956	4.944	1620	1620	1512	1312	1138	743	365	179	0
Nipisi Gilwood A (52%)	25.064	16.045	9.019	2510	3120	3120	2944	2424	1330	489	180	5
Nipisi Field, Autre (52%)	1.449	0.490	0.959	153	416	390	321	263	144	53	2	0
Pine Creek Field Total	1.040	0.400	0.640	143	128	116	105	97	77	56	44	36
Pouce Coupe S. Bdry B	0.624	0.081	0.543	150	170	167	148	127	81	38	18	0
Red Earth Granite Wash A	4.000	2.507	1.493	325	325	317	292	268	208	136	89	58
Red Earth Slave Pt A	0.693	0.342	0.351	85	85	83	76	69	53	33	21	0
Red Earth Field, Autre	3.324	1.498	1.826	275	310	310	300	275	215	150	109	82
Seal Slave Point A	0.560	0.122	0.438	98	135	127	111	98	66	34	18	0
Simonette D-3	5.850	5.239	0.611	325	309	272	212	165	78	0	0	0
Snipe Lake BHL	10.000	7.333	2.667	560	550	540	494	450	346	235	168	125
Sturgeon Lake D-3	3.800	3.001	0.599	243	212	185	162	141	94	47	0	0
Sturgeon Lake South D-3	25.500	17.076	8.424	1885	1800	1734	1592	1461	1128	734	477	310
Tangent Field, Total	0.695	0.002	0.693	145	260	243	205	172	101	42	17	7
Utikuma KR Sand A(16%)	1.040	0.549	0.491	153	200	189	155	126	68	24	8	0
Utikuma KR Sand N(16%)	0.163	0.045	0.118	48	47	43	35	28	15	5	1	0
Utikuma Field Autre(16%)	0.412	0.063	0.349	66	72	72	72	72	55	30	16	9
Valhalla Doe Creek I	1.095	0.004	1.091	130	260	260	254	230	165	95	55	31
Wembley Halfway B	1.250	0.169	1.081	200	300	300	282	247	167	87	45	23
Windfall D-3A	2.550	1.784	0.766	370	400	352	261	193	78	17	0	0
Divers & non déf	10.406	3.734	6.672	975	1350	1350	1350	1341	1001	592	350	207
Total du réseau	**147.308**	**91.212**	**56.094**	**14053**	**15178**	**15469**	**13875**	**12069**	**7897**	**4019**	**2184**	**1093**

Tableau A7-5 (suite)

	Réserves récupérables initiales au 31/12/83	Production cumulative au 31/12/82	Réserves restantes	1983	1984	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005
	(Millions de mètres cubes)			(Mètres cubes par jour)								
Pembina Pipeline Company Ltd												
Bigoray Cardium B	0 800	0 108	0 692	165	197	178	157	140	97	53	29	16
Bigoray Nisku B	0 900	0 204	0 696	185	180	180	175	154	103	52	26	13
Bigoray Nisku D	0 660	0 249	0 411	103	70	70	70	70	70	42	21	10
Bigoray Nisku E	0 600	0 166	0 434	115	100	88	78	69	52	35	25	19
Bigoray Nisku F	1 350	0 444	0 906	320	400	361	290	232	120	40	0	0
Bigoray Nisku H	0 660	0 077	0 583	135	150	150	149	137	93	48	25	0
Bigoray Nisku K	0 385	0 062	0 323	90	120	112	96	82	51	23	0	0
Brazeau River-Nisku A	3 975	1 002	2 973	935	1150	1070	885	730	410	157	60	23
Brazeau River-Nisku B	0 920	0 239	0 681	280	350	310	235	179	78	19	0	0
Brazeau River-Nisku D	1 530	0 310	1 220	280	400	373	322	279	180	87	42	20
Brazeau River-Nisku E	1 500	0 361	1 139	255	440	409	342	286	168	69	28	0
Crystal Viking A	3 177	0 107	3 070	455	650	650	650	650	514	265	142	79
Cyn-Pem Cardium A	2 330	1 693	0 637	265	280	254	204	164	84	28	0	0
Cyn-Pem Cardium D	0 445	0 028	0 417	102	130	129	117	101	64	30	14	0
Cyn-Pem Field, Autre	0 744	0 118	0 626	75	220	205	176	152	96	45	21	10
Highvale Lower Mann A	0 625	0 088	0 537	124	122	120	116	105	80	50	32	12
Minnehik Buck Lk Fld Ttl	0 736	0 079	0 657	120	180	172	156	142	106	66	40	0
Niton Basal Quartz B	1 520	0 780	0 740	156	141	128	117	107	84	59	44	34
Pembina Cardium	228 000	151 711	76 289	7640	7299	7106	6749	6417	5558	4465	3666	3064
Pembina Keystone BR B	8 000	5 233	2 767	622	553	495	445	402	303	201	141	104
Pembina Keystone BR C	2 782	1 627	1 155	367	340	322	283	249	168	88	45	4
Pembina Keystone BR I	1 600	0 821	0 779	102	110	110	110	110	98	76	59	46
Pembina Keystone BR M	1 470	0 878	0 592	115	115	115	115	114	91	58	37	23
Pembina Keystone BR U	1 800	0 830	0 970	165	180	180	180	180	151	96	61	39
Pembina Keystone BR X	1 316	0 290	1 026	120	120	120	120	120	105	78	62	50
Pembina Peliy Rvr Autre	2 653	1 033	1 620	290	320	320	320	320	264	180	133	0
Pembina Nisku A	1 430	0 370	1 060	340	500	444	349	275	133	40	12	0
Pembina Nisku C	0 715	0 213	0 502	172	210	192	157	128	69	24	0	0
Pembina Nisku D	2 230	0 709	1 521	442	500	464	400	345	220	104	49	23
Pembina Nisku G	2 100	0 236	1 864	477	502	527	528	458	283	127	57	25
Pembina Nisku J	0 564	0 114	0 450	130	115	115	115	109	70	33	15	7
Pembina Nisku K	1 700	0 279	1 421	306	318	325	325	325	276	112	45	18
Pembina Nisku L	1 930	0 367	1 563	450	550	509	431	364	221	95	41	18
Pembina Nisku M	2 140	0 092	2 048	360	620	620	596	512	316	142	63	28
Pembina Nisku O	1 190	0 066	1 124	50	250	250	244	222	164	99	60	36
Pembina Nisku P	3 190	0 134	3 056	125	720	720	720	720	563	266	125	59
Pembina Ostracod E	0 442	0 061	0 381	125	150	137	113	94	53	20	7	0
Westpem Nisku A	1 990	0 250	1 740	475	574	522	449	387	246	116	55	26
Westpem Nisku C	2 040	0 357	1 683	450	600	560	473	399	239	102	43	18
Westpem Nisku D	1 540	0 215	1 325	367	450	426	363	308	189	83	37	16
Wil-Green Card A (70%)	18 900	10 079	8 821	1010	970	930	856	792	641	476	372	301
Wil-Green Vkg A (70%)	0 390	0 203	0 187	66	70	65	56	48	30	11	0	0
Nisku Divers	4 174	0 755	3 419	468	756	900	900	885	576	272	128	60
Pembina Pipeline divers & non déf	5 846	1 443	4 403	1000	1150	1088	972	869	621	355	202	115
Total du réseau	**322.969**	**184.461**	**138.508**	**20400**	**23327**	**22536**	**20721**	**18948**	**14120**	**8909**	**6084**	**4331**

Tableau A7-5 (suite)

	Réserves récupérables initiales au 31/12/83	Production cumulative au 31/12/82	Réserves restantes	1983	1984	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005
	(Millions de mètres cubes)						(Mètres cubes par jour)					
				Rainbow Pipeline Company Ltd.								
Evi Field, Total	2 405	0 212	2 193	375	410	410	410	410	333	202	122	74
Golden-Slave Pt A	2 500	1 374	1 126	410	449	405	333	274	152	57	21	0
Mitsue-Gilwood A	58 000	35 417	22 583	4743	4199	3741	3351	3018	2265	1504	1065	790
Nipisi-Gilwood A (48%)	23 140	14 811	8 329	2640	2880	2880	2670	2189	1201	442	162	0
Nipisi Field, Autre (48%)	1 338	0 452	0 886	141	384	360	296	242	133	49	4	0
Rainbow Kr A	11 298	7 273	4 025	1308	1127	975	847	739	500	278	164	102
Rainbow Kr B	20 400	16 265	4 135	1844	1736	1516	1222	986	517	176	60	17
IS No 1 Autre	11 500	8 256	3 244	925	925	892	786	690	467	244	127	66
Rainbow Kr F	19 100	12 531	6 569	2140	1780	1677	1480	1306	897	480	257	137
Rainbow Kr I	3 100	2 033	1 067	394	382	346	291	246	147	62	26	11
Rainbow Kr N	0 650	0 431	0 219	115	155	112	75	50	15	0	0	0
Rainbow Kr AA	8 000	6 136	1 864	323	278	244	217	195	149	106	82	66
Rainbow Kr II	1 920	1 574	0 346	85	94	84	72	62	42	26	18	13
IS No 11, Autre	3 560	2 524	1 036	300	419	376	312	259	149	59	23	0
IS No 2, Total	4 710	2 555	2 155	850	850	771	631	516	283	104	38	14
Rainbow Field Autre	8 072	4 415	3 657	1100	1397	1255	1058	893	536	229	97	0
Rainbow South-Kr A	1 750	1 580	0 170	60	64	60	54	48	37	0	0	0
Rainbow South-Kr B	4 000	2 785	1 215	425	450	422	355	296	176	73	8	0
Rainbow South-Kr E	2 300	1 985	0 315	156	170	151	116	89	41	0	0	0
Rainbow S. Fld Autre	3 100	1 622	1 478	345	430	406	358	315	216	115	61	32
Shekilie Field Total	2 925	0 822	2 103	370	450	450	450	450	333	183	100	55
Slave-Slave Pt G	0 648	0 109	0 539	124	149	140	124	110	77	42	23	12
Utikuma Lk Kr Sand A 84%	5 360	2 884	2 476	805	1050	951	775	631	341	122	32	0
Utikuma Lk Kr Sand N 84%	0 857	0 237	0 620	252	252	227	185	151	81	29	10	0
Utikuma Field Autre 84%	2 161	0 331	1 830	344	378	378	378	378	294	161	88	48
Virgo Field, Total	7 215	5 235	1 980	475	525	525	523	478	314	156	77	8
Zama Field, Total	13 956	9 840	4 116	1075	1350	1305	1147	1002	668	340	0	0
Divers & non déf	3 844	2 132	1 712	330	400	400	385	349	259	157	95	57
Total du réseau	**227.809**	**145.621**	**81.988**	**22455**	**23139**	**21468**	**18914**	**16387**	**10636**	**5404**	**2770**	**1510**

Tableau A7-5 (suite)

	Réserves récupérables initiales au 31/12/83	Production cumulative au 31/12/82	Réserves restantes	1983	1984	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005
	(Millions de mètres cubes)			(Mètres cubes par jour)								
Rangeland Pipeline Company Limited												
Caroline Cardium E	1 560	0 541	1 019	275	450	410	334	272	147	52	0	0
Caroline Viking A	1 180	0 687	0 493	112	140	134	121	109	80	48	9	0
Ferrier Cardium D	3 000	1 318	1 682	217	240	234	220	208	175	134	104	82
Ferrier Cardium E	4 850	1 808	3 042	410	450	441	403	368	285	198	145	111
Ferrier Cardium G	3 494	0 478	3 016	297	340	340	340	336	274	205	163	135
Garrington Card A&B(73%)	2 160	1 800	0 360	109	108	101	91	82	60	36	0	0
Garrington Mann D (73%)	0 110	0 017	0 093	43	77	53	34	21	2	0	0	0
Garrington Viking A(73%)	0 728	0 080	0 648	163	219	204	177	153	99	48	23	0
Garrington Fld. Autre(73%)	1 122	0 490	0 632	146	197	197	192	167	107	50	0	0
Gilby Basal Mann B	1 300	0 830	0 470	89	115	110	101	92	71	45	29	0
Gilby Jurassic B	3 670	2 153	1 517	277	253	233	214	198	159	115	87	68
Gilby Field, Autre	4 467	3 400	1 067	172	193	174	158	143	111	77	57	44
Innisfail D-3	11 820	10 176	1 644	742	750	671	530	418	205	62	0	0
Med River Glauconitic A	2 110	1 158	0 952	285	285	271	238	210	143	76	40	0
Med River Jurassic A	1 800	1 461	0 339	150	160	144	116	93	48	0	0	0
Med River Jurassic C	2 040	1 149	0 891	211	220	214	194	176	130	79	48	29
Med River Jurassic D	2 130	1 320	0 810	180	194	179	158	141	101	63	41	29
Med River Pekisco E	0 791	0 413	0 378	81	75	70	64	60	47	32	22	14
Med River Pekisco I	1 100	0 640	0 460	96	109	102	93	85	64	40	25	16
Med River Pekisco N	0 680	0 107	0 573	95	95	92	85	77	61	43	32	24
Medicine Rvr Fld. Autre	2 833	1 479	1 354	327	465	460	406	346	214	96	0	0
Ricinus Cardium A	2 880	0 845	2 035	337	400	384	348	317	241	160	111	79
Ricinus Field, Autre	2 835	1 116	1 719	335	370	352	317	287	214	136	90	61
Sundre Rundle A	5 200	4 333	0 867	360	360	330	273	225	127	32	0	0
Sylvan Lake Pekisco B	2 300	1 248	1 052	235	230	220	202	186	144	94	61	40
Sylvan Lake Field, Autre	3 398	1 760	1 638	355	360	349	317	288	218	141	94	65
Will-Green Card A 30%	8 100	4 319	3 781	433	417	400	368	341	276	205	160	129
Will-Green Viking A 30%	0 160	0 087	0 073	28	29	25	21	18	12	0	0	0
Wimborne D-3A	2 800	2 036	0 764	400	390	344	255	189	76	17	0	0
Divers & non déf	4 706	2 003	2 703	550	650	627	568	514	381	231	140	80
Total du réseau	**86.324**	**49.252**	**36.072**	**7516**	**8345**	**7877**	**6952**	**6133**	**4284**	**2528**	**1490**	**1019**
Texaco Canada Inc.												
Bonnie Glen D-3A	84 700	64 508	20 192	11050	11587	9052	6573	4773	1827	368	0	0
Glen Park D-3A	3 424	2 699	0 725	380	449	367	254	176	59	0	0	0
Westerose D-3	22 000	14 978	7 022	2670	4000	3449	2509	1826	703	143	13	0
Wizard Lake D-3A	59 000	42 341	16 659	6350	7000	6332	5107	4119	2161	737	251	2
Divers & non def	1 996	1 533	0 463	110	170	170	170	153	72	20	0	0
Total du réseau	**171.120**	**126.059**	**45.061**	**20560**	**23206**	**19370**	**14615**	**11046**	**4824**	**1270**	**264**	**2**

Tableau A7-5 (suite)

	Réserves récupérables initiales au 31/12/63	Production cumulative au 31/12/82	Réserves restantes	1983	1984	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005
	(Millions de mètres cubes)			(Mètres cubes par jour)								
Trans-Prairie Pipelines Ltd. – Boundary Lake South												
Boundary L South Tria C	0.640	0.285	0.355	58	52	48	44	41	33	25	20	17
Boundary L South Tria E	3.782	1.934	1.848	400	400	389	355	324	246	155	98	61
Boundary L South Tria H	0.649	0.107	0.542	80	80	80	80	79	66	48	35	26
Divers & non déf	0.345	0.040	0.305	62	97	87	76	67	45	23	12	6
Total du réseau	**5.416**	**2.366**	**3.050**	**600**	**630**	**604**	**556**	**512**	**391**	**253**	**166**	**111**
Twining Pipeline Division												
Twining-Rundle A & LM A	5.600	2.231	3.369	516	474	438	407	379	314	241	194	161
Twining North Rundle	1.900	0.808	1.092	262	249	233	208	187	140	93	66	50
Divers & non déf	0.549	0.184	0.365	80	89	83	75	68	50	30	18	11
Total du réseau	**8.049**	**3.223**	**4.826**	**859**	**814**	**756**	**691**	**635**	**505**	**365**	**279**	**222**
Valley Pipeline												
Total, Turner Valley	25.485	21.238	4.247	500	500	500	500	500	489	385	303	238
Total du réseau	**25.485**	**21.238**	**4.247**	**500**	**500**	**500**	**500**	**500**	**489**	**385**	**303**	**238**
Camion et wagon-citerne, pétrole léger												
Pétrole léger par camion et wagon-citerne	0.717	0.223	0.494	70	120	119	113	102	74	44	26	15
Total du réseau	**0.717**	**0.223**	**0.494**	**70**	**120**	**119**	**113**	**102**	**74**	**44**	**26**	**15**
Léger non défini et confidentiel												
Léger non déf. et conf.	7.500	0.000	7.500	1250	2500	2415	2096	1804	1150	543	256	121
Total du réseau	**7.500**	**0.000**	**7.500**	**1250**	**2500**	**2415**	**2096**	**1804**	**1150**	**543**	**256**	**121**
Total pour la province	**790.505**	**1238.913**	**551.592**	**138414**	**150497**	**137511**	**119167**	**102836**	**67270**	**35868**	**20559**	**12294**
Saskatchewan												
Bow River Pipeline Ltd.												
Dodsland Eagle L Vol	2.250	1.659	0.591	119	106	100	92	86	71	54	44	37
Dodsland Glenleath Unité	2.400	1.587	0.813	138	138	133	123	114	93	70	55	44
Dodsland Viking Sand Non	4.820	1.633	3.187	985	1150	1100	951	818	522	246	0	0
Eureka Viking Unité sud	1.380	1.016	0.364	80	73	67	62	57	46	34	27	22
Divers	2.700	1.720	0.980	245	370	348	299	256	160	74	0	0

Tableau A7-5 (suite)

	Réserves récupérables initiales au 31/12/83	Production cumulative au 31/12/82	Réserves restantes	1983	1984	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005
	(Millions de mètres cubes)						(Mètres cubes par jour)					
						Westspur Pipeline Company						
Alameda-Midale Unité est	1.816	1.386	0.430	81	81	79	74	70	58	43	31	23
Alida East – Unité	1.992	1.711	0.281	71	65	61	56	52	41	28	19	0
Alida West – Alida Non	2.005	1.663	0.342	97	94	88	79	71	52	30	18	0
Browning-Frob Alida Non	1.100	0.733	0.367	77	77	74	69	64	51	35	24	17
Carnduff -Midale E, Unité	2.800	2.553	0.247	94	91	85	75	67	46	0	0	0
Elmore – Frob Vol, Unité	2.020	1.556	0.464	126	120	111	101	91	68	41	25	1
Flat Lk Ratcliffe Vol, Un	2.100	1.314	0.786	192	189	179	163	148	111	69	43	26
Freda Lake Ratcliffe, Non	0.690	0.346	0.344	72	94	88	79	72	53	32	19	0
Hastings – Frob Non-Unit	1.858	1.597	0.261	102	110	101	84	70	41	0	0	0
Hastings Frobisher, Unités	2.655	2.306	0.349	107	104	94	85	77	57	34	0	0
Ingoldsby-Frob Vol, Unité	2.600	2.080	0.520	95	88	82	76	71	59	46	37	30
Kenosee-Tilston Vol, Unité	2.160	1.657	0.503	190	167	146	128	113	76	40	0	0
Nottingham Field, Total	2.718	2.104	0.614	121	114	107	101	95	80	59	44	32
Parkman-Til Souris V Non	3.400	2.735	0.665	232	220	202	177	156	106	56	0	0
Queensdale East-Frob Non	5.500	3.740	1.760	340	340	329	305	282	224	152	103	70
Rosebank-Frob Vol, Unité 1	3.700	3.376	0.324	113	102	91	82	73	53	31	0	0
Sherwood-Frobisher Non	1.950	1.547	0.403	90	100	95	86	77	57	34	20	12
Star Valley-Frob Ali Non	1.650	0.997	0.653	165	175	166	149	133	95	54	31	17
Steelman Midale, Unité 1A	8.900	7.876	1.024	340	305	273	244	219	157	90	39	0
Steelman Midale, Unité 2	8.400	7.364	1.036	280	277	255	230	207	151	90	53	15
Steelman Midale, Unité 3	4.350	3.768	0.582	184	180	167	148	132	92	51	0	0
Steelman Midale, Unité 4	5.650	4.434	1.216	312	291	268	246	226	176	115	75	22
Steelman Midale, Unité 6	9.120	8.454	0.666	243	223	197	175	154	107	58	0	0
Steelman-Midale, Non-Unité	0.850	0.563	0.287	115	125	115	97	82	50	0	0	0
Steelman Field, Autre	5.540	4.820	0.720	265	299	270	228	192	115	0	0	0
Viewfield-Frob Alida Non	0.700	0.387	0.313	87	79	72	65	59	44	27	17	10
Willmar-Frob Ali Non-Un	3.200	2.534	0.666	223	210	191	168	147	100	52	27	0
Willmar-Frob-Ali Unités	2.104	1.606	0.498	109	102	95	89	83	67	48	34	24
Workman-Frob Vol, Unité 1	1.820	1.557	0.263	75	68	61	55	50	38	25	17	0
Workman-Frob Non-Unité	1.419	0.880	0.539	120	112	104	97	90	73	51	36	25
Divers	21.765	17.566	4.199	1650	1644	1467	1237	1044	627	268	0	0
Total du réseau	116.532	95.210	21.322	6379	6259	5728	5065	4484	3140	1671	721	332
Total pour la province	130.082	102.825	27.257	7948	8099	7478	6593	5818	4035	2151	848	436

Tableau A7-5 (suite)

	Réserves récupérables initiales au 31/12/83	Production cumulative au 31/12/82	Réserves restantes	1983	1984	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005
	(Millions de mètres cubes)			(Mètres cubes par jour)								
				Manitoba								
				Trans-Prairie Pipelines Ltd.								
Daly Field, Total	4.100	3.497	0.603	185	184	168	149	132	92	50	27	0
Virden Field, Total	22.400	17.165	5.235	1030	963	901	843	788	645	462	330	236
Waskada Field, Total	4.500	0.218	4.282	655	850	850	850	834	622	377	229	138
Manitoba Divers	1.093	0.616	0.477	112	125	124	118	107	79	48	6	0
Total du réseau	**32.093**	**21.496**	**10.597**	**1982**	**2122**	**2044**	**1961**	**1862**	**1440**	**938**	**594**	**375**
Total pour la province	**32.093**	**21.496**	**10.597**	**1982**	**2122**	**2044**	**1961**	**1862**	**1440**	**938**	**594**	**375**
				Ontario								
Total pour l'Ontario	**9.700**	**9.166**	**0.534**	**218**	**187**	**161**	**139**	**119**	**76**	**36**	**16**	**0**
Total du réseau	**9.700**	**9.166**	**0.534**	**218**	**187**	**161**	**139**	**119**	**76**	**36**	**16**	**0**
Total pour la province	**9.700**	**9.166**	**0.534**	**218**	**187**	**161**	**139**	**119**	**76**	**36**	**16**	**0**
Total pour le Canada	**2083.371**	**1433.237**	**650.134**	**154856**	**167156**	**153929**	**135117**	**118460**	**80042**	**44931**	**27099**	**16468**

(Tableau A7-5 suite)

Pétrole brut lourd

	Réserves récupérables initiales au 31/12/83	Production cumulative au 31/12/82	Réserves restantes	1983	1984	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005
	(Millions de mètres cubes)						(Mètres cubes par jour)					
Alberta												
Bow River Pipelines Ltd												
Alderson Field, Total	2.347	0.955	1.392	340	470	466	421	358	222	99	0	0
Bantry Mannville A & D	8.300	5.535	2.765	615	650	624	567	515	386	239	147	91
Cessford, Total Lourd	6.075	3.672	2.403	527	635	602	539	483	347	200	115	66
Chin Coulee Bal Mann A	0.910	0.675	0.235	103	97	87	73	62	37	0	0	0
Countess Upper Mann B	1.300	0.906	0.394	191	159	132	109	91	52	20	0	0
Countess Upper Mann D	6.000	3.899	2.101	650	650	609	531	462	305	153	76	24
Countess Upper Mann H	2.100	1.669	0.431	204	199	177	143	116	61	0	0	0
Countess Upper Mann O	1.000	0.445	0.555	195	194	176	150	128	79	35	16	0
Grand Forks Upper Mann B	1.350	0.711	0.639	210	220	204	175	149	94	43	19	0
Grand Forks Lower Mann A	1.000	0.296	0.704	200	280	256	212	176	100	39	15	0
Grand Forks Lower Mann D	5.900	3.395	2.505	900	900	833	705	597	363	158	66	0
Grand Forks Lower Mann E	1.540	0.559	0.981	375	375	346	289	241	140	57	0	0
Grand Forks Lower Mann G	0.901	0.263	0.638	230	256	214	178	149	87	35	14	0
Grand Forks Lower Mann K	2.040	1.039	1.001	450	406	337	280	233	133	52	15	0
Grand Forks Field, Autre	1.932	0.743	1.189	325	560	509	410	331	173	46	0	0
Hays Lower Mann A	1.650	1.258	0.392	140	140	133	115	99	63	29	0	0
Horsefly Lake Mannville	1.130	0.815	0.315	130	117	102	89	77	51	19	0	0
Jenner Field, Total	1.226	0.626	0.400	120	120	119	107	94	63	33	0	0
Lathom Upper Mann A	2.200	1.383	0.817	300	300	278	234	198	118	50	0	0
Little Bow Field, Total	1.524	0.399	1.125	210	270	266	245	223	168	105	65	41
Sibbald Upper Mannville C	0.410	0.060	0.350	102	130	121	103	88	54	24	0	0
Suffield Field, Total	0.589	0.179	0.410	115	149	134	117	101	66	33	0	0
Taber Mann D	2.300	1.525	0.775	236	212	189	170	152	109	63	36	20
Taber North Glauc A	1.590	0.105	1.485	260	330	330	330	326	232	127	69	36
Taber North Field, Autre	1.409	0.525	0.884	265	279	258	227	199	135	70	36	0
Taber South Mann A	1.100	0.832	0.268	81	73	67	61	55	42	26	12	0
Taber South Mann B	2.025	1.731	0.294	125	115	98	83	71	44	19	0	0
Wrentham Field, Total	0.611	0.303	0.308	87	119	109	93	79	49	22	0	0
Divers & non déf.	6.707	3.208	3.499	1312	1450	1316	1080	886	489	181	0	0
Total du réseau	**67.166**	**37.913**	**29.255**	**9002**	**9862**	**9107**	**7849**	**6752**	**4274**	**1989**	**709**	**262**
BP Exploration Canada Limited												
Chauvin Mannville A	1.250	0.999	0.251	75	75	71	63	55	39	21	11	0
Chauvin South Sparky A & B	1.550	0.940	0.610	180	180	169	150	133	93	51	26	0
Chauvin South Sparky E	0.795	0.347	0.448	115	140	131	115	101	68	35	18	0
Chauvin South Sparky H	0.710	0.357	0.353	115	140	129	107	90	52	21	0	0
Chauvin South Fld. Autre	1.003	0.439	0.564	147	185	182	164	145	101	55	0	0
David Lloydminster A	0.597	0.296	0.301	129	110	93	79	67	41	18	8	0
David Lloydminster C	0.360	0.048	0.312	77	130	119	98	81	46	18	0	0
Hayter Dina A (38%)	0.300	0.043	0.257	67	103	94	78	65	38	15	0	0
Hayter Dina B (38%)	0.179	0.033	0.146	42	57	53	44	37	22	9	0	0
Hayter Field, Autre (38%)	0.216	0.091	0.125	35	40	39	35	31	22	13	0	0
Divers & non déf.	0.346	0.087	0.259	75	110	101	84	70	40	15	0	0
Total du réseau	**7.306**	**3.660**	**3.626**	**1058**	**1270**	**1184**	**1023**	**882**	**568**	**277**	**67**	**0**

Tableau A7-5 (suite)

	Réserves récupérables initiales au 31/12/83	Production cumulative au 31/12/82	Réserves restantes	1983	1984	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005
	(Millions de mètres cubes)						(Mètres cubes par jour)					
Husky Pipeline Ltd. et Manito Lloyd												
Hayter Dina A (62%)	0.489	0.070	0.419	110	167	153	128	107	62	25	1	0
Hayter Dina B (62%)	0.291	0.054	0.237	68	93	85	71	60	36	15	0	0
Hayter Field, Autre (62%)	0.353	0.149	0.204	57	65	63	56	50	36	21	0	0
Lindbergh Cumm RR&WW	0.680	0.086	0.594	210	230	213	179	151	91	38	0	0
Lindbergh Cummings XX&YY	0.589	0.027	0.562	97	210	196	169	146	94	45	0	0
Lindbergh Field, Autre	1.740	0.118	1.622	390	680	632	536	454	276	21	0	0
Lloydminster Sparky B	0.781	0.310	0.471	103	96	90	84	79	64	46	32	23
Lloyd Sparky C & GP A	1.400	1.004	0.396	120	150	139	120	103	65	31	0	0
Lloydminster Sparky G	0.845	0.322	0.523	170	195	180	154	131	81	36	0	0
Lloydminster Sparky K	0.700	0.236	0.464	120	150	142	126	111	76	40	0	0
Lloyd Sparky & GP C&D	3.630	2.425	1.205	242	226	212	199	186	153	110	79	57
Lloydminster Field, Autre	2.433	1.371	1.062	222	263	245	228	212	171	119	[illegible]	0
Morgan Lloyd A	0.448	0.095	0.353	125	135	126	108	93	59	2	0	0
Viking Kinsella Wain B	4.550	2.785	1.765	741	635	545	467	400	252	117	16	0
Wainwright Wain & Spk A	12.000	7.781	4.219	1062	1140	1106	990	883	625	351	198	111
Wainwright Field, Autre	0.415	0.084	0.331	87	140	130	111	94	57	0	0	0
Wildmere Lloyd A & SPK E	3.000	0.912	2.088	400	470	470	449	406	300	181	109	66
Divers & non déf.	1.850	0.935	0.915	272	308	279	243	211	138	68	34	0
Total du réseau	**36.194**	**18.764**	**17.430**	**4600**	**5356**	**5014**	**4425**	**3884**	**2643**	**1274**	**555**	**358**
Camion et wagon-citerne – Lourd												
Glenevis Banff	1.630	1.143	0.487	107	101	96	91	86	74	57	43	0
Provost U Mann B	0.650	0.298	0.352	70	95	91	82	74	54	33	20	0
Divers & non déf.	3.644	1.226	2.418	510	540	540	517	467	346	210	127	77
Total du réseau	**5.924**	**2.667**	**3.257**	**687**	**736**	**727**	**690**	**629**	**475**	**300**	**191**	**77**
Pétrole lourd non défini et confidentiel												
Lourd non déf. & conf.	0.625	0.000	0.625	85	169	157	142	129	95	58	35	21
Total du réseau	**0.625**	**0.000**	**0.625**	**85**	**169**	**157**	**142**	**129**	**95**	**58**	**35**	**21**
Total pour la province	**117.217**	**63.024**	**54.193**	**15433**	**17396**	**16192**	**14132**	**12277**	**8057**	**3899**	**1558**	**840**

Tableau A7-5 (suite)

	Réserves récupérables initiales au 31/12/83	Production cumulative au 31/12/82	Réserves restantes	1983	1984	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005
	(Millions de mètres cubes)			(Mètres cubes par jour)								
Saskatchewan												
Husky Pipeline Ltd. et Manto Pipelines Ltd.												
Aberfeldy Sparky Unité SD	6 700	4 465	2 235	600	619	586	525	470	338	195	112	0
Aberfeldy S Sparky Unité SD	1 556	1 354	0 202	81	92	84	68	55	30	0	0	0
Celtic Field, Total	1 746	0 123	1 623	242	350	350	348	324	240	145	88	53
Dee Valley Waseca Non	0 475	0 175	0 300	95	100	93	81	71	47	23	0	0
Dulwich Sparky Sand Non	2 000	1 577	0 423	85	78	72	66	62	51	38	31	25
Epping Sparky & GP Non Unt	2 250	1 755	0 495	160	160	154	137	121	85	46	0	0
Epping South Sparky & GP Unt	2 800	2 306	0 494	167	146	128	113	100	71	43	28	0
Epping SW Unité Sparky	1 100	0 739	0 361	100	92	84	77	71	55	35	23	0
Golden Lk North Vol. Unité	1 900	1 349	0 551	139	155	147	132	118	86	50	29	0
Golden Lk North, Non Unité	0 590	0 355	0 235	75	80	76	67	58	39	19	0	0
Golden Lk S Sparky Non	1 000	0 454	0 546	175	174	158	139	122	82	43	22	0
Golden Lk S Waseca Non	2 100	1 174	0 926	280	320	298	258	223	144	70	0	0
Gully Lk Waseca Vol. Unite	0 900	0 570	0 330	105	110	104	91	79	52	25	0	0
Gully Lk Waseca Non Unite	1 050	0 488	0 562	185	185	174	151	131	85	41	13	0
Lashburn Field, Total	1 349	0 919	0 430	130	160	148	126	108	66	30	0	0
Macklin Sparky SD Non	0 450	0 230	0 220	105	105	94	74	59	29	0	0	0
Marsden S Sparky Non	0 958	0 116	0 842	185	236	210	186	167	119	67	38	21
Northminster Field, Total	1 182	0 784	0 398	101	90	80	72	65	50	34	24	18
Pikes Peak Waseca SD Non	1 900	0 166	1 734	460	580	542	471	406	268	122	57	0
Senlac Field, Total	1 380	0 062	1 318	300	333	301	272	246	182	110	67	40
Standard Hill Waseca Non	1 540	0 602	0 938	280	252	226	204	183	134	79	46	27
Tangleflags GP Non	2 078	0 910	1 168	285	285	279	253	228	166	98	58	34
Tangleflags Lloyd SN Non	1 385	0 534	0 851	220	220	212	193	175	131	80	49	0
Tangleflags, Autre	2 224	1 020	1 204	400	400	360	333	291	195	100	0	0
Divers	13 062	6 524	6 538	2030	2243	1973	1688	1461	932	440	207	98
Total du réseau	**58.675**	**28.751**	**34.924**	**8889**	**7548**	**6985**	**6148**	**5405**	**3675**	**1944**	**900**	**320**
Bow River et Cactus Lake												
Cactus Lake Bakken Non	2 370	0 444	1 926	593	569	524	462	407	279	148	79	38
Coleville Bakken SD Non	8 500	5 957	2 543	585	600	575	524	477	360	225	140	87
N Hoosier Bakken SD Vol	1 137	0 734	0 403	110	110	105	94	83	59	33	18	10
N Hoosier Blairmore Vol	0 700	0 498	0 202	65	65	60	53	46	31	15	4	0
Plover Lake Bakken Non	0 558	0 045	0 513	100	110	105	97	89	69	45	30	19
Divers	3 262	0 910	2 352	470	530	511	469	429	329	212	136	88
Total du réseau	**16.527**	**8.588**	**7.939**	**1923**	**1984**	**1884**	**1700**	**1534**	**1129**	**681**	**409**	**245**
Bow River Pipeline Ltd												
Plato Total	0 620	0 275	0 345	77	115	108	96	85	59	32	0	0
Smiley Dewar Viking	4 600	3 880	0 740	207	210	200	181	164	121	73	0	0
Total du réseau	**5.220**	**4.136**	**1.085**	**285**	**325**	**309**	**278**	**249**	**181**	**106**	**0**	**0**

Tableau A7-5 (suite)

	Réserves récupérables initiales au 31/12/83	Production cumulative au 31/12/82	Réserves restantes	1983	1984	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005
	(Millions de mètres cubes)						(Mètres cubes par jour)					
					South Saskatchewan Pipeline Company							
Battrum Unité No 1	5 900	4 264	1 616	357	333	311	290	271	220	156	110	78
Battrum Unité No 2	1 820	1 034	0 786	175	210	202	182	163	117	67	39	22
Battrum Unité No 3	2 000	1 088	0 912	135	160	159	150	139	111	80	60	46
Battrum Unité No 4	1 082	0 741	0 341	105	103	93	82	73	51	28	15	0
Beverly Cantuar SD Non	0 500	0 321	0 179	71	63	55	49	43	29	16	0	0
Beverly U Rose Unité SD	1 700	1 481	0 219	62	60	55	48	43	32	21	15	0
Bone Crk U Unité Shaun	2 600	2 167	0 433	114	105	96	88	80	61	39	25	16
Butte U Shaun Vol. Unité	1 320	0 633	0 687	102	97	92	86	84	72	57	44	34
Cantuar Unité Cantuar	4 300	3 490	0 810	270	260	240	210	183	123	63	26	0
Delta U Shaun Unité 1	2 400	2 065	0 335	81	74	68	63	58	46	32	24	10
Dollard U Unité Shaun	13 087	12 123	0 964	390	390	354	290	237	130	47	2	0
Fosterton Main, Unité	9 000	8 355	0 645	150	180	167	141	121	81	47	31	22
Gull Lake North, Unite	3 215	2 867	0 348	111	100	89	80	71	51	29	17	0
Instow Unité	8 100	5 926	1 174	365	365	343	298	259	170	84	42	17
N. Premier Roseray Tll	3 852	3 623	0 229	114	95	79	66	55	32	13	0	0
Rapdan, Unité	2 924	2 272	0 652	190	220	204	176	151	96	45	21	0
South Success Unité	3 550	3 206	0 344	98	95	89	79	71	51	29	17	0
Suffield Field, Total	3 800	2 707	1 093	335	335	314	274	239	158	79	40	20
Verlo Roseray Unité SD	2 250	1 232	1 018	240	238	220	199	181	136	84	52	32
Divers	15 808	12 009	3 799	1150	1200	1135	1007	893	623	342	0	0
Total du réseau	**89.208**	**72.624**	**16.584**	**4620**	**4668**	**4374**	**3668**	**3424**	**2389**	**1398**	**586**	**300**
					Westspur Pipeline Company							
Benson Midale, Unité	1 950	1 347	0 603	111	108	103	97	91	76	57	42	31
Ingoldsby Frob Alida N U	1 684	1 414	0 270	80	80	75	67	59	41	22	12	0
Innes Frobisher Non Un	2 100	1 637	0 463	113	120	114	104	94	70	43	26	0
Lost Horse Hill Frob Ali	3 143	2 524	0 619	170	170	163	146	130	92	52	29	0
Midale Central Mid. Unité	17 633	14 115	3 518	770	714	662	614	569	454	311	213	146
Midale Central Mid Non U	1 650	1 002	0 648	145	145	139	128	118	92	61	40	27
Oungre Rat Vol. Unité 1	1 910	0 931	0 979	132	126	120	115	110	96	77	62	49
Viewfield Frob Alida Non	0 914	0 447	0 467	100	130	123	110	98	70	40	23	8
Weyburn Midale, Unité	52 800	39 347	13 453	2024	1882	1754	1637	1531	1266	949	733	580
Weyburn Midale Non Unite	1 650	0 956	0 694	170	200	189	168	150	106	59	33	0
Divers	15 875	10 066	5 809	1287	1600	1510	1342	1192	837	464	257	142
Total du réseau	**101.309**	**73.786**	**27.523**	**5104**	**5276**	**4988**	**4533**	**4148**	**3306**	**2136**	**1474**	**995**
Total pour la province	**286.939**	**187.884**	**78.055**	**19821**	**19822**	**18492**	**16529**	**14764**	**10582**	**6240**	**3371**	**1852**
					Manitoba Canada							
					Trans-Prairie Pipelines Ltd							
Kirkella Total	0.244	0.178	0.066	48	37	28	22	17	3	0	0	0
Total du réseau	**0.244**	**0.178**	**0.066**	**48**	**37**	**28**	**22**	**17**	**3**	**0**	**0**	**0**
Total pour la province	0.244	0.178	0.066	48	37	28	22	17	3	0	0	0
Total pour le Canada	383 400	251 066	132 314	34403	37255	34713	30683	27058	18653	10139	4930	2492

Tableau A7-6
Additions annuelles aux réserves de pétrole brut léger conventionnel
Projections de l'ONÉ

(Millions de mètres cubes)

	Forage inter-calaire	Injection d'eau	Produits chimiques	Fluides miscibles	Total partiel	Découvertes	Total
1983[1]	1.2	3.7	—	11.1	16.0	12.4	28.4
1984	1.0	3.0	—	21.3	25.3	16.5	41.8
1985	1.0	3.0	—	12.0	16.0	16.9	32.9
1986	1.0	3.0	—	8.0	12.0	16.2	28.2
1987	1.0	3.0	—	5.0	9.0	15.3	24.3
1988	.5	3.0	—	5.0	8.5	14.3	22.8
1989	.5	3.0	—	5.0	8.5	13.0	21.5
1990	.5	3.0	—	5.0	8.5	11.5	20.0
1991	—	3.0	—	5.0	8.0	10.9	18.9
1992	—	3.0	—	5.0	8.0	10.3	18.3
1993	—	3.0	—	5.0	8.0	9.3	17.3
1994	—	3.0	—	5.0	8.0	8.8	16.8
1995	—	3.0	—	5.0	8.0	8.0	16.0
1996	—	3.0	1.0	5.0	9.0	7.7	16.7
1997	—	3.0	1.0	5.0	9.0	7.4	16.4
1998	—	3.0	1.0	5.0	9.0	7.2	16.2
1999	—	3.0	1.0	5.0	9.0	6.8	15.8
2000	—	3.0	1.0	5.0	9.0	6.7	15.7
2001	—	2.0	1.0	5.0	8.0	6.6	14.6
2002	—	2.0	1.0	5.0	8.0	6.5	14.5
2003	—	2.0	1.0	5.0	8.0	6.4	14.4
2004	—	2.0	1.0	5.0	8.0	5.6	13.6
2005	—	2.0		5.0	7.0	5.0	12.0
Total	**6.7**	**64.7**	**9.0**	**147.4**	**227.8**	**229.3**	**457.1**

[1] Données réelles.

Tableau A7-7
Capacité de production d'après les additions aux réserves de pétrole brut léger conventionnel
Projections de l'ONÉ

(Milliers de mètres cubes par jour)

	Forage intercalaire	Injection d'eau	Produits chimiques	Fluides miscibles	Total partiel	Découvertes	Total
1984	—	.1	—	—	.1	.4	.5
1985	.3	.5	—	—	.8	3.1	3.9
1986	.5	1.1	—	1.5	3.0	6.4	9.4
1987	.7	1.6	—	3.8	6.1	9.9	16.0
1988	.9	2.0	—	5.4	8.3	13.2	21.4
1989	1.0	2.4	—	6.5	9.9	15.9	25.8
1990	1.0	2.8	—	7.2	11.0	18.1	29.1
1991	1.0	3.1	—	7.7	11.9	19.6	31.5
1992	1.0	3.5	—	8.2	12.6	20.8	33.4
1993	.9	3.8	—	8.5	13.2	21.7	34.9
1994	.8	4.1	—	8.9	13.7	22.2	35.9
1995	.7	4.4	—	9.2	14.3	22.5	36.8
1996	.6	4.6	—	9.5	14.8	22.6	37.3
1997	.6	4.9	—	9.8	15.2	22.5	37.7
1998	.5	5.1	1	10.0	15.7	22.3	38.0
1999	.5	5.3	2	10.3	16.2	22.1	38.4
2000	.4	5.5	.4	10.5	16.8	21.8	38.6
2001	.4	5.7	.5	10.7	17.3	21.5	38.8
2002	.3	5.7	.7	10.9	17.6	21.2	38.8
2003	.3	5.7	.8	11.1	17.9	20.9	38.8
2004	.3	5.6	1.0	11.3	18.2	20.5	38.7
2005	.2	5.6	1.2	11.4	18.5	20.1	38.6

Tableau A7-8
Additions annuelles aux réserves de pétrole brut lourd conventionnel
Projections de l'ONÉ

(Millions de mètres cubes)

	Injection d'eau	Lloydminster thermique	Autre méthode thermique	Total partiel	Découvertes	Total
1983[1]	2.5	—	—	2.5	14.9	17.4
1984	2.0	1.0	1	3.1	5.5	8.6
1985	2.0	1.0	1	3.1	5.6	8.7
1986	2.0	1.0	1	3.1	5.4	8.5
1987	2.0	2.0	.2	4.2	5.1	9.3
1988	2.0	2.0	.2	4.2	4.8	9.0
1989	2.0	3.0	3	5.3	4.3	9.6
1990	2.0	3.0	4	5.4	3.8	9.2
1991	2.0	4.0	5	6.5	3.6	10.1
1992	2.0	4.0	6	6.6	3.4	10.0
1993	2.0	4.0	7	6.7	3.1	9.8
1994	2.0	4.0	8	6.8	2.9	9.7
1995	2.0	4.0	9	6.9	2.7	9.6
1996	1.0	5.0	1.0	7.0	2.6	9.6
1997	1.0	5.0	1.0	7.0	2.5	9.5
1998	1.0	5.0	1.0	7.0	2.4	9.4
1999	1.0	5.0	1.0	7.0	2.3	9.3
2000	1.0	5.0	1.0	7.0	2.2	9.2
2001	—	6.0	1.0	7.0	2.2	9.2
2002	—	6.0	1.0	7.0	2.2	9.2
2003	—	6.0	1.0	7.0	2.1	9.1
2004	—	6.0	1.0	7.0	1.9	8.9
2005	—	6.0	1.0	7.0	1.7	8.7
Total	**31.5**	**88.0**	**14.9**	**134.4**	**87.2**	**221.6**

[1] Données réelles

Tableau A7-9
Capacité de production d'après les additions aux réserves de pétrole brut lourd conventionnel
Projections de l'ONÉ

(Milliers de mètres cubes par jour)

	Injection d'eau	Lloydminster Méthode thermique	Autre méthode thermique	Total partiel	Découvertes	Total
1984	—	.1	—	.2	.1	.3
1985	.4	.4	—	.8	1.0	1.8
1986	.7	.6	—	1.4	2.1	3.5
1987	1.0	1.0	.1	2.1	3.3	5.4
1988	1.3	1.4	.1	2.8	4.4	7.2
1989	1.6	2.0	.1	3.9	5.3	9.2
1990	1.9	2.6	.2	4.6	6.0	10.7
1991	2.1	3.3	.2	5.6	6.5	12.2
1992	2.3	4.1	.3	6.7	6.9	13.6
1993	2.5	4.8	.4	7.7	7.2	14.9
1994	2.7	5.4	.5	8.6	7.4	16.0
1995	2.9	5.9	.7	9.5	7.5	17.0
1996	3.1	6.6	.8	10.4	7.5	18.0
1997	3.1	7.3	1.0	11.3	7.5	18.8
1998	3.0	7.9	1.1	12.0	7.4	19.5
1999	3.0	8.5	1.3	12.8	7.4	20.1
2000	3.0	9.0	1.4	13.4	7.3	20.7
2001	3.0	9.6	1.5	14.1	7.2	21.3
2002	2.8	10.3	1.6	14.7	7.1	21.8
2003	2.6	10.9	1.7	15.2	7.0	22.2
2004	2.4	11.5	1.8	15.8	6.9	22.6
2005	2.3	12.0	1.9	16.2	6.7	22.9

Tableau A7-10
Potentiel ultime de pétrole brut conventionnel dans les régions productives classiques
Projections de l'ONÉ
(Millions de mètres cubes)

Réserves établies initiales au 31 décembre 1982		
	– léger	2055
	– lourd	366
	– total partiel	2421
Additions potentielles		
RAP de gisements établies de pétrole léger		
	– forage intercalaire	10
	– injection d'eau	75
	– produits chimiques	15
	– fluides miscibles	304
	– total partiel	404
RAP de gisements établis de pétrole lourd		
	– forage intercalaire et injection d'eau	100
	– méthode thermique dans la zone Lloydminster	216
	– autres méthodes thermiques	50
	– produits chimiques	15
	– total partiel	381
	– RAP total partiel	785
Autres évaluations et découvertes		
	– léger	280
	– lourd	140
	– sous-total	420
Potentiels ultimes		
	– léger	2739
	– lourd	887
	– Total	**3626**

Tableau A7-11
Hypothèses fondamentales de l'ONÉ pour convertir les additions aux réserves à la capacité de production

	Délai[1]	IVR initiale[2]	Baisse de l'IVR en pourcentage[3]	IVR finale[4]
Brut léger				
Forage intercalaire	0.5	10	0	10
Injection d'eau	0.5	15	0	15
Produits chimiques	2.0	20	10	10
Fluides miscibles	2.0	20	10	15
Découvertes	0.5	15	15	10
Brut lourd				
Injection d'eau	0.5	15	0	15
Méthode thermique Lloydminster	0.0	10	0	10
Autres méthodes thermiques	0.0	20	10	10
Découvertes	0.5	15	15	10

[1] Le "Délai" représente le nombre d'années entre la découverte ou l'approbation du projet et la première production.
[2] L'"IVR initial" désigne l'indice de vie des réserves au début de la production.
[3] La "Baisse d'IVR" représente le taux annuel de diminution de l'indice de vie des réserves, exprimé en pourcentage.
[4] L'"IVR final" désigne l'indice de vie des réserves au cours de la phase de production décroissante de la durée de vie du gisement.

Tableau A7-12
Projets actif ou planifiés concernant la récupération assistée de pétrole léger

Gisement	Exploitant
Ante Creek, BHL	Amoco
Bigoray, Nisku B	Amoco
Brazeau River, Nisku A, D, E	Petro-Canada
Caroline, Cardium E	Petro-Canada
Caroline, Viking A	Dome
Fenn Big Valley, D2A	Gulf
Joffre, Viking	Vikor
Judy Creek, BHL A & B	Esso
Kaybob South, Triassic A	Dome
Mitsue, Gilwood Unit #1	Chevron
Nipisi, Gilwood Unit #1	Amoco
Pembina, Nisku A	Chevron
Pembina, Nisku M	Getty
Pembina, Nisku G, K, O, P, N	Texaco
Rainbow, Keg River B	Canterra
Rainbow, Keg River IS-1	Canterra
Rainbow, Keg River IS-2	Canterra
Rainbow, Keg River IS-11	Mobil
Rainbow South, Keg River B	Amoco
Retlaw, Upper Mannville V	Westgrowth Petroleum
Snipe Lake, BHL	Gulf
Swan Hills, Unit #1	Home
Swan Hills South, BHL A	Amoco
West Pembina, Nisku A, C, D	Chevron
Willesden Green, Cardium A	Dome
Wizard Lake, D3A	Texaco

Tableau A7-13
Offre des sables bitumineux
Projections de l'ONÉ

(Milliers de mètres cubes par jour)

	Suncor	Syncrude	Autre	Autre	Bitume[1]	Total
1983	8.5	15.0	—	—	4.0	27.5
1984	8.5	15.7	—	—	5.5	29.7
1985	8.5	16.5	—	—	7.0	32.0
1986	8.5	16.5	—	—	9.0	34.0
1987	8.5	16.5	—	—	11.0	36.0
1988	8.5	20.0	—	—	13.0	41.5
1989	8.5	20.0	—	—	15.0	43.5
1990	8.5	20.0	—	—	17.0	45.5
1991	8.5	20.0	—	—	19.0	47.5
1992	8.5	20.0	5	—	21.0	54.5
1993	8.5	20.0	10	—	23.0	61.5
1994	8.5	20.0	10	—	24.0	62.5
1995	8.5	20.0	10	—	25.0	63.5
1996	8.5	20.0	10	—	26.0	64.5
1997	8.5	20.0	10	—	27.0	65.5
1998	8.5	20.0	10	—	28.0	66.5
1999	8.5	20.0	10	5	29.0	72.5
2000	8.5	20.0	10	10	30.0	78.5
2001	8.5	20.0	10	10	31.0	79.5
2002	8.5	20.0	10	10	32.0	80.5
2003	8.5	20.0	10	10	33.0	81.5
2004	8.5	20.0	10	10	34.0	82.5
2005	8.5	20.0	10	10	35.0	83.5

[1] Y compris le pétrole expérimental

Tableau A7-14
Capacité de production de pétrole brut et d'équivalents
Comparaison des points de vue des intervenants

(Milliers de mètres cubes par jour)

	1983	1984	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005
C.-B.	6.1	6.1	6.2	6.1	6.0	5.4	5.6	6.1	5.9
AERCB	207.1	202.4	194.5	189.1	184.6	172.0	193.5	199.7	211.4
EUPC (l'Alberta seulement)	189.0	187.0	185.0	181.0	177.0	165.0	150.0	140.0	126.0
Saskatchewan	26.0	27.0	27.8	28.7	28.8	29.3	29.2	26.6	23.6
Totaux pour les provinces	**239.2**	**235.5**	**228.5**	**223.9**	**219.4**	**206.7**	**228.4**	**232.4**	**240.9**
Amoco – Cas de base	245.4	242.5	235.0	228.2	236.3	246.5	253.1	244.8	233.4
Amoco – Amélioration	245.4	247.7	243.7	243.2	251.4	270.4	276.5	265.0	249.5
APC	241.0	235.0	230.0	224.0	215.0	206.0	187.0	—	—
Dome – Prix faible/régime actual de fiscalité	233.1	215.8	203.4	193.8	183.0	152.4	170.3	155.6	141.8
Dome – Prix faible/autre régime de fiscalité	233.1	220.7	212.8	205.6	196.6	183.4	252.1	280.2	268.8
Dome – Prix fort/ régime actuel de fiscalité	233.1	224.4	218.1	212.6	207.5	211.9	297.0	387.7	374.5
Dome – Prix fort/autre régime de fiscalité	233.2	226.2	221.9	219.2	216.7	232.9	364.7	474.4	464.6
Gulf	221.0	219.4	213.0	211.4	208.1	216.2	244.7	260.7	—
Impériale	231.9	227.9	221.2	214.0	206.0	191.9	252.3	289.6	—
Petro-Canada – Cas faible	245.0	244.0	247.0	242.0	233.0	207.0	169.0	140.0	115.0
Petro-Canada – Cas élevé	245.0	244.0	248.0	246.0	240.0	231.0	251.0	235.0	209.0
Shell	—	229.4	211.4	197.7	184.3	151.2	142.0	181.5	—
Texaco – Cas de base	232.2	221.1	211.0	204.3	197.6	193.2	197.9	—	—
Texaco – Cas d'opportunité	232.2	223.9	219.2	211.8	205.6	220.1	248.9	—	—
ONÉ	241.5	249.4	240.9	228.6	220.6	201.0	228.5	222.9	216.6

Tableau A7-15
Capacité de production de pétrole brut léger
Comparaison des points de vue des intervenants

(Milliers de mètres cubes par jour)

	1983	1984	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005
C.-B.	5.7	5.7	5.8	5.7	5.6	5.0	5.2	5.7	5.5
AERCB	174.0	169.0	159.0	149.0	143.0	140.0	147.0	158.0	175.0
EUPC (l'Alberta seulement)	158.0	156.0	154.0	150.0	147.0	136.0	119.0	106.0	94.0
Saskatchewan	7.6	8.4	8.9	9.0	8.8	8.1	7.6	7.0	5.8
Totaux pour les provinces	**187.3**	**183.1**	**173.7**	**163.7**	**157.4**	**153.1**	**159.8**	**170.7**	**186.3**
Amoco – Cas de base	193.2	185.5	172.4	161.8	162.4	163.3	158.0	135.7	111.3
Amoco – Cas d'amélioration	193.2	189.1	179.3	172.9	173.3	182.0	175.1	148.5	118.8
APC	183.0	184.0	177.0	168.0	157.0	142.0	126.0	—	—
Dome – Prix faible/régime actuel de fiscalité	179.5	163.6	153.1	144.7	135.3	111.5	134.7	127.1	117.3
Dome – Prix faible/autre régime de fiscalité	179.6	168.1	160.6	152.2	143.5	130.7	199.3	232.0	223.9
Dome – Prix fort/régime actuel de fiscalité	179.6	169.4	161.9	154.8	148.2	148.0	226.3	319.6	310.3
Dome – Prix fort/autre régime de fiscalité	179.6	170.4	163.6	157.3	151.9	158.4	273.3	380.7	374.6
Impériale	181.6	174.2	165.4	153.6	140.6	120.7	191.1	234.9	—
Petro-Canada – Cas faible	193.0	188.0	186.0	181.0	172.0	159.0	129.0	103.0	83.0
Petro-Canada – Cas élevé	193.0	188.0	187.0	182.0	175.0	169.0	194.7	186.5	170.1
Shell	—	176.8	160.9	148.5	136.1	106.1	93.6	121.5	—
Texaco – Cas de base	176.0	163.3	149.0	140.7	131.1	135.2	140.6	—	—
Texaco – Cas d'opportunité	176.0	166.1	157.2	148.2	139.1	162.1	191.6	—	—
ONÉ	188.6	191.9	182.0	169.5	159.5	153.5	179.2	173.2	162.6

Tableau A7-16
Capacité de production de pétrole brut lourd
Comparaison des points de vue des intervenants

(Milliers de mètres cubes par jour)

	1983	1984	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005
AERCB	19.0	20.0	22.0	27.0	29.0	19.0	33.0	31.0	29.0
EUPC (l'Alberta seulement)	16.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	17.0	20.0	20.0
Saskatchewan	18.4	18.6	18.9	19.7	20.0	21.2	21.7	19.6	17.8
Totaux pour les provinces	**37.4**	**38.6**	**40.9**	**46.7**	**49.0**	**40.2**	**54.7**	**50.6**	**46.8**
Amoco – Cas de base	38.2	43.6	49.0	52.0	59.1	68.2	79.7	91.1	102.6
Amoco – Cas d'amélioration	38.2	45.2	50.8	55.9	63.3	73.4	86.0	98.5	111.2
APC	36.0	38.0	38.0	42.0	44.0	50.0	51.0	—	—
Dome – Prix faible/régime de fiscalité actuel	37.5	35.2	32.8	31.1	29.5	24.3	18.3	13.9	12.2
Dome – Prix faible/autre régime de fiscalité	37.5	35.7	34.7	35.1	34.9	36.1	35.5	33.6	32.7
Dome – Prix fort/ régime actuel de fiscalité	37.5	38.1	38.8	39.8	41.2	47.9	54.3	51.9	50.6
Dome – Prix fort/autre régime de fiscalité	37.5	38.9	40.9	43.9	46.8	58.5	74.9	77.5	76.5
Impériale	35.1	38.5	40.6	44.9	48.8	54.3	44.4	38.6	—
Petro-Canada – Cas faible	37.0	40.0	45.0	45.0	44.0	33.0	27.0	25.0	24.0
Petro-Canada – Cas élevé	37.0	40.0	45.0	47.0	49.0	44.0	42.0	35.0	30.0
Shell	—	37.6	36.2	35.6	35.0	33.1	37.2	47.4	—
Texaco – Cas de base et cas d'opportunité	41.3	42.9	46.1	47.7	51.7	47.7	47.7	—	—
ONÉ	38.4	43.1	43.5	43.2	43.5	30.4	35.1	38.6	43.5

Tableau A7-17
Capacité de production des réserves établies de pétrole brut léger
Comparaison des points de vue des intervenants

(Milliers de mètres cubes par jour)

	1983	1984	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005
C.-B.	5.5	5.1	4.9	4.5	4.0	2.9	1.8	1.1	.7
AERCB	149.0	140.0	125.0	109.0	96.0	66.0	39.0	24.0	16.0
EUPC (l'Alberta seulement)	125.0	116.0	108.0	95.0	83.0	56.0	32.0	25.0	19.0
Saskatchewan	6.9	6.3	5.9	5.3	4.9	3.7	2.4	1.4	.9
Totaux pour les provinces	**161.4**	**151.5**	**135.8**	**118.8**	**104.9**	**72.6**	**43.2**	**26.5**	**17.6**
Amoco – Cas de base	158.3	147.5	129.7	114.6	102.5	71.9	42.0	24.8	14.6
Amoco – Cas d'amélioration	158.3	150.5	134.7	119.6	107.5	79.9	47.0	29.8	19.6
APC	156.3	155.6	145.4	132.0	117.5	82.1	48.0	—	—
Dome – Prix faible/régime actuel de fiscalité	152.3	133.9	118.9	106.2	94.8	66.6	39.8	25.4	14.9
Dome – Prix faible/autre régime de fiscalité	152.3	136.9	123.1	110.8	99.7	72.4	43.3	27.6	16.2
Dome – Prix fort/régime actuel de fiscalité et autre régime de fiscalité	152.3	138.4	125.9	114.6	104.2	78.2	46.8	29.8	17.5
Impériale	155.8	148.5	139.0	123.9	108.7	76.7	45.7	28.6	—
Petro-Canada – Cas faible et – Cas élevé	168.0	160.0	152.0	140.0	126.0	92.0	54.0	32.0	19.0
Shell	–	147.7	129.4	114.3	100.0	63.7	38.0	24.2	—
ONÉ	165.1	167.2	153.1	135.1	118.5	80.0	44.9	27.1	16.5

Tableau A7-18
Capacité de production des réserves établies de pétrole brut lourd
Comparaison des points de vue des intervenants

(Milliers de mètres cubes par jour)

	1983	1984	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005
AERCB[1]	16.0	14.0	13.0	11.0	10.0	6.0	3.0	1.0	—
EUPC (l'Alberta seulement)	13.0	11.0	9.0	8.0	7.0	4.0	2.0	1.0	—
Saskatchewan	17.6	16.3	14.7	13.5	12.1	9.1	5.4	2.9	1.6
Totaux pour les provinces	**33.6**	**30.3**	**27.7**	**24.5**	**22.1**	**15.1**	**8.4**	**3.9**	**1.6**
APC	31.1	29.6	27.2	24.8	22.4	16.5	9.5	—	—
Impériale	31.2	31.3	29.6	27.5	25.3	18.8	9.6	4.3	—
Husky/NOVA[2]	11.3	10.5	10.1	10.1	9.7	7.0	2.8	1.5	1.0
Petro-Canada – Cas élevé	33.0	32.0	30.0	26.0	23.0	16.0	9.0	5.0	3.0
Shell	—	32.8	29.0	25.9	23.2	16.4	8.4	4.4	—
ONÉ	34.4	37.3	34.7	30.7	27.1	18.7	10.1	4.9	2.5

[1] Y compris le pétrole expérimental.
[2] Région de Lloydminster seulement.

Tableau A7-19

Capacité de production d'après les évaluations futures et des nouvelles découvertes de pétrole brut léger conventionnel, excluant l'évaluation des réserves établies actuelles au moyen de la récupération assistée Comparaison des points de vue des intervenants

(Milliers de mètres cubes par jour)

	1983	1984	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005
C.-B.	.1	.4	.8	1.2	1.6	2.1	2.6	2.3	2.6
AERCB	—	3.0	6.0	8.0	11.0	16.0	19.0	18.0	16.0
EUPC (l'Alberta seulement)	10.0	13.0	14.0	17.0	20.0	29.0	29.0	24.0	19.0
Saskatchewan	.7	2.0	2.9	3.4	3.6	3.6	3.3	2.7	2.1
Totaux pour les provinces	**.7**	**5.4**	**9.7**	**12.6**	**16.2**	**21.7**	**24.9**	**23.1**	**20.7**
Amoco – Cas de base	3.1	6.2	9.3	10.1	15.5	22.6	27.0	27.9	28.2
Amoco – Cas d'amélioration	3.1	6.8	11.2	16.3	21.4	32.6	35.6	31.1	27.8
Dome – Prix faible/régime actuel de fiscalité	.2	.7	1.2	3.1	4.3	6.9	9.0	10.1	9.2
Dome – Prix faible/autre régime de fiscalité	.3	.8	2.7	4.0	5.3	10.2	14.8	17.0	16.8
Dome – Prix fort/régime actuel de fiscalité	.3	.8	2.7	4.0	5.3	10.4	17.9	23.6	26.8
Dome – Prix fort/autre régime de fiscalité	.4	1.1	3.4	5.4	7.4	17.6	34.2	46.8	53.8
Impériale	—	.4	1.2	2.4	4.1	10.0	19.7	25.6	—
Petro-Canada – Cas faible	1.0	2.6	4.6	7.0	9.3	15.9	21.5	20.3	16.5
Petro-Canada – Cas élevé	1.0	2.8	5.3	8.2	11.5	21.1	28.1	24.6	18.1
Shell	—	3.0	5.3	7.4	8.9	13.1	16.2	17.6	—
ONÉ	—	0.4	3.1	6.4	9.9	18.1	22.5	21.8	20.1

Tableau A7-20
Capacité de production d'après les évaluations futures et des nouvelles découvertes de pétrole brut lourd conventionnel, excluant l'évaluation des réserves établies actuelles au moyen de la récupération assistée
Comparaison des points de vue des intervenants

(Milliers de mètres cubes par jour)

	1983	1984	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005
AERCB	—	1.0	1.0	2.0	2.0	3.0	3.0	3.0	2.0
EUPC (l'Alberta seulement)	2.0	3.0	3.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0
Saskatchewan	.6	1.9	3.2	4.5	5.4	6.7	6.4	4.9	3.5
Totaux pour les provinces	**.6**	**2.9**	**4.2**	**6.5**	**7.4**	**9.7**	**9.4**	**7.9**	**5.5**
Impériale	—	1.7	2.9	4.1	4.9	5.4	2.8	1.2	—
Husky/NOVA[1]	.8	1.4	2.1	2.7	3.3	4.1	2.2	.8	.1
Petro-Canada – Cas faible	—	1.5	3.5	4.8	6.4	6.8	5.4	4.8	5.0
Petro-Canada – Cas élevé	—	1.5	3.5	4.8	6.4	7.6	6.0	5.9	5.5
Shell	—	.6	1.2	1.7	2.3	3.6	4.3	4.6	—
ONÉ	—	.1	1.0	2.1	3.3	6.0	7.5	7.3	6.7

[1] Région de Lloydminster seulement

Tableau A7-21
Capacité de production d'après les évaluations des réserves établies actuelles de pétrole brut léger au moyen de la récupération assistée
Comparaison des points de vue des intervenants

(Milliers de mètres cubes par jour)

	1983	1984	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005
C.-B.	.2	.1	.1	.1	—	—	0.9	2.2	2.2
AERCB	—	1.0	2.0	5.0	8.0	15.0	20.0	20.0	18.0
EUPC (l'Alberta seulement)	1.0	1.0	3.0	9.0	14.0	20.0	27.0	26.0	25.0
Saskatchewan	—	—	—	.2	.3	.7	1.9	2.8	2.9
Totaux pour les provinces	**.2**	**1.1**	**2.1**	**5.3**	**8.3**	**15.7**	**22.8**	**25.0**	**23.1**
Amoco – Cas de base	—	—	1.6	5.3	10.6	25.9	46.1	40.1	25.6
Amoco – Cas d'amélioration	—	—	1.6	5.2	10.6	26.6	49.6	44.7	28.5
Dome – Prix faible/régime actuel de fiscalité	.8	2.3	5.9	7.7	8.1	7.1	5.8	4.5	4.0
Dome – Prix faible/autre régime de fiscalité	.8	3.6	7.5	9.6	10.3	10.8	9.8	8.5	6.7
Dome – Prix fort/régime actuel de fiscalité	.8	3.4	6.1	8.6	10.5	16.6	23.6	24.1	23.3
Dome – Prix fort/autre régime de fiscalité	.8	4.2	7.1	9.7	12.1	19.8	34.8	37.4	35.8
Impériale	—	.1	.2	.5	1.0	3.5	9.3	11.9	—
Petro-Canada – Cas faible	.3	1.4	4.5	7.5	9.6	12.6	15.3	12.5	9 0
Petro-Canada – Cas élevé	.3	1.4	4.7	8.1	10.0	15.8	23.4	23.3	18.9
Shell	—	.1	.2	.3	.7	2.3	12.4	27.7	—
ONÉ	—	.1	.8	3.0	6.1	11.0	14.3	16.8	18.5

Tableau A7-22
Capacité de production d'après les évaluations des réserves établies actuelles de pétrole brut lourd au moyen de la récupération assistée
Comparaison des points de vue des intervenants

(Milliers de mètres cubes par jour)

	1983	1984	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005
AERCB	—	—	—	1.0	1.0	3.0	6.0	7.0	8.0
Saskatchewan	.2	.5	.9	1.8	2.6	5.4	9.8	11.8	12.7
Totaux pour les provinces	**.2**	**.5**	**.9**	**2.8**	**3.6**	**8.4**	**15.8**	**18.8**	**20.7**
Impériale	—	—	.6	1.0	1.5	3.0	4.5	4.1	—
Husky/NOVA[1]	—	.1	.5	1.0	1.5	2.4	5.2	6.4	6.7
Petro-Canada – Cas faible	—	1.5	3.5	3.9	4.6	5.7	7.0	7.6	8.3
Petro-Canada – Cas élevé	—	1.5	3.5	5.2	7.6	11.4	14.0	15.1	16.5
Shell	—	—	—	.6	.6	1.0	2.0	5.0	—
ONÉ	—	.2	.8	1.4	2.1	4.6	9.5	13.4	16.2

[1] Région de Lloydminster seulement

Tableau A7-23
Capacité de production des exploitations des régions pionnières
Comparaison des points de vue des intervenants

(Milliers de mètres cubes par jour)

	1983	1984	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005
Dome – Prix faible/régime actuel de fiscalité	—	—	—	—	—	—	49.1	56.1	58.2
Dome – Prix faible/autre régime de fiscalité	—	—	—	—	—	6.4	78.7	125.6	130.9
Dome – Prix fort/régime actuel et autre régime de fiscalité	—	—	—	—	—	11.8	95.9	187.1	187.1
Gulf	—	—	—	—	—	11.1	42.9	74.7	—
Impériale	—	—	—	—	—	.8	70.7	123.1	—
Petro-Canada – Cas élevé	—	—	—	—	—	—	34.7	35.5	36.1
Shell	—	—	—	—	—	—	—	25.0	—
Texaco – Cas de base et cas d'opportunité	—	—	—	—	—	—	26.2	—	—
ONÉ	—	—	—	—	—	1.9	44.0	44.0	44.0

Tableau A7-24
Capacité de production de pétrole synthétique
Comparaison des points de vue des intervenants

(Milliers de mètres cubes par jour)

	1983	1984	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005
AERCB	25.0	25.0	26.0	27.0	28.0	43.0	69.0	96.0	125.0
EUPC (l'Alberta seulement)	23.0	26.0	29.0	29.0	30.0	31.0	31.0	31.0	31.0
Totaux pour les provinces	**25.0**	**25.0**	**26.0**	**27.0**	**28.0**	**43.0**	**69.0**	**96.0**	**125.0**
Amoco – Cas de base et cas d'amélioration	31.8	31.8	31.8	31.8	33.8	42.9	42.9	42.9	42.9
APC	24.9	24.8	25.3	27.0	27.6	38.0	38.0	—	—
Dome – Prix faible/régime actuel de fiscalité	26.2	26.7	27.2	27.7	28.1	30.9	31.0	31.0	31.0
Dome – Prix faible/autre régime de fiscalité	26.2	26.7	27.2	27.8	28.1	30.9	52.7	53.3	53.3
Dome – Prix fort/régime actuel de fiscalité	26.2	26.7	27.2	27.7	28.1	30.9	42.1	55.0	55.6
Dome – Prix fort/autre régime de fiscalité	26.2	26.7	27.2	27.7	28.1	30.9	61.6	79.5	80.3
Gulf	27.0	27.0	27.0	27.0	28.6	30.2	39.7	44.5	—
Impériale	25.8	25.2	25.0	26.8	26.8	29.7	45.7	45.7	—
Petro-Canada – Cas faible	24.0	24.0	25.0	26.0	27.0	38.0	38.0	38.0	38.0
Petro-Canada – Cas élevé	24.0	24.0	25.0	26.0	27.0	40.0	54.0	71.0	78.0
Shell	—	26.0	26.0	26.5	26.5	27.0	27.0	27.0	27.0
Texaco – Cas de base	25.0	25.0	25.0	25.4	25.4	34.0	34.0	—	—
Texaco – Cas d'opportunité	25.0	25.0	26.0	27.0	27.8	49.9	76.2	—	—
ONÉ	23.5	24.2	25.0	25.0	25.0	42.5	53.5	63.5	63.5

Tableau A7-25
Capacité de production de bitume brut des sables bitumineux, extraction minière et exploitation sur place
Comparaison des points de vue des intervenants

(Milliers de mètres cubes par jour)

	1983	1984	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005
AERCB	28.0	30.2	34.0	40.0	44.0	50.0	90.0	116.0	144.0
APC	28.6	29.8	31.6	37.9	40.7	57.6	60.1	—	—
Dome – Prix faible/régime actuel de fiscalité	29.5	30.0	30.5	31.0	31.4	34.2	34.3	34.3	34.3
Dome – Prix faible/autre régime de fiscalité	29.5	30.5	32.0	34.6	36.1	42.6	67.0	67.6	67.6
Dome – Prix fort/régime actuel de fiscalité	29.5	31.7	34.4	37.0	39.8	51.6	71.9	84.8	85.4
Dome – Prix fort/autre régime de fiscalité	29.5	31.7	34.4	38.2	41.8	56.1	104.1	126.2	127.2
Gulf	27.0	31.8	33.4	36.5	38.1	42.9	52.4	57.2	—
Impériale	29.7	30.7	32.5	39.1	43.9	56.8	73.2	74.7	—
Husky/NOVA	27.4	30.4	32.4	37.0	39.3	46.3	58.3	72.7	90.1
Petro-Canada – Cas élevé	28.0	29.0	33.0	37.0	39.0	49.0	67.0	80.0	83.0
Shell	—	30.3	32.0	33.9	35.4	39.1	49.5	60.4	—
ONÉ[1]	27.5	29.7	32.0	34.0	36.0	45.5	63.5	78.5	83.5

[1] Expérimentale inclus

Tableau A7-26
Capacité de production de pentanes plus
Comparaison des points de vue des intervenants

(Milliers de mètres cubes par jour)

	1983	1984	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005
AERCB	14.1	13.4	13.5	13.1	12.6	13.0	13.5	10.7	7.4
EUPC	15.0	16.0	16.0	16.0	15.0	14.0	14.0	14.0	12.0
Amoco – Cas de base et cas d'amélioration	14.0	13.4	13.6	14.4	14.8	15.0	15.4	18.0	19.5
APC	14.0	13.0	14.0	14.0	14.0	14.0	10.0	–	–
Dome – Prix faible/régime actuel et autre régime de fiscalité	16.0	16.9	17.5	18.1	18.2	16.6	17.3	14.6	12.3
Dome – Prix fort/régime actuel et autre régime de fiscalité	16.0	16.9	17.5	18.0	18.1	16.0	16.5	16.2	13.5
Gulf	14.3	14.3	12.7	12.7	11.1	9.5	7.9	6.4	–
Impériale	15.2	15.2	15.2	15.5	16.6	16.9	16.8	16.1	–
Petro-Canada – Cas faible	15.0	16.0	16.0	17.0	17.0	16.0	13.0	12.0	8.0
Petro-Canada – Cas élevé[1]	15.0	16.0	16.0	17.0	17.0	17.8	14.9	13.5	8.9
Shell	–	15.0	14.3	13.6	13.2	12.0	11.2	12.6	–
Texaco – Cas de base et cas d'opportunité	14.9	14.9	15.9	15.9	14.8	10.3	9.5	–	–
ONÉ	14.5	14.4	15.4	15.9	17.6	17.1	14.2	11.1	10.5

[1] Y compris les régions pionnières (Hibernia & Venture)

Tableau A7-27

Additions annuelles aux réserves d'après l'évaluation future et les nouvelles découvertes de pétrole brut léger conventionnel, excluant l'évaluation des réserves établies actuelles au moyen de la récupération assistée
Comparaison des points de vue des intervenants

(Millions de mètres cubes)

	1983	1984	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005
C.-B.	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	.9
AERCB	17.0	17.0	16.0	15.0	13.0	9.0	6.0	5.0	4.0
Saskatchewan	5.1	4.7	3.8	2.6	2.1	1.4	.9	.5	.2
Totaux des provinces	**23.3**	**22.9**	**21.0**	**18.8**	**16.3**	**11.6**	**8.1**	**6.7**	**5.1**
Amoco – Cas de base	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	12.0	10.0	10.0	10.0
Amoco – Cas d'amélioration	18.0	22.0	26.0	30.0	30.0	18.0	8.0	8.0	8.0
APC	8.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	—	—
Dome – Prix faible/régime de fiscalité actuel	7.9	7.6	6.9	6.4	6.1	5.8	5.5	4.2	3.1
Dome – Prix faible/autre régime de fiscalité	8.6	8.3	9.0	10.4	10.7	10.2	9.7	8.1	7.0
Dome – Prix fort/régime actuel de fiscalité	8.3	8.3	9.4	10.2	10.9	13.1	14.5	14.5	14.5
Dome – Prix fort/autre régime de fiscalité	9.9	9.9	13.1	17.4	21.8	26.1	29.6	29.6	29.6
Impériale	12.4	11.4	11.1	12.1	12.4	12.7	11.8	10.0	—
Petro-Canada – Cas faible	15.9	15.1	15.1	15.1	15.1	12.2	7.2	4.3	2.5
Petro-Canada – Cas élevé	15.9	17.4	19.2	21.2	22.8	16.5	7.3	3.2	1.4
Shell	3.9	5.2	6.2	7.1	7.7	7.6	5.7	4.4	—
ONÉ	12.4	16.5	16.9	16.2	15.3	11.5	8.0	6.7	5.0

Tableau A7-28

Additions annuelles aux réserves d'après l'évaluation future et les nouvelles découvertes de pétrole lourd conventionnel, excluant l'évaluation des réserves établies actuelles au moyen de la récupération assistée
Comparaison des points de vue des intervenants

(Millions de mètres cubes)

	1983	1984	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005
AERCB	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	1.0	1.0	1.0	1.0
Saskatchewan	5.8	6.6	6.6	5.7	4.8	3.2	1.4	.6	.3
Totaux des provinces	**7.8**	**8.6**	**8.6**	**7.7**	**6.8**	**4.2**	**2.4**	**1.6**	**1.3**
APC	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	—	—
Impériale	3.6	3.3	2.7	2.3	1.8	1.1	.4	.2	—
Shell	1.4	1.8	2.0	2.1	2.1	1.7	1.1	.8	—
ONÉ	14.9	5.5	5.6	5.4	5.1	3.8	2.7	2.2	1.7

Tableau A7-29
Additions annuelles aux réserves d'après l'évaluation des réserves établies actuelles de pétrole brut léger au moyen de la récupération assistée
Comparaison des points de vue des intervenants

(Millions de mètres cubes)

	1983	1984	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005
C.-B.	.7	.7	.7	.7	.7	.7	.7	.6	.6
AERCB	17.0	20.0	25.0	27.0	25.0	15.0	8.0	5.0	4.0
Saskatchewan	—	—	.3	1.3	.3	.5	1.0	1.0	1.0
Totaux pour les provinces	**17.7**	**20.7**	**26.0**	**29.0**	**26.0**	**16.2**	**9.7**	**6.6**	**5.6**
Amoco – Cas de base et cas d'opportunité	—	48.6	72.5	56.3	20.8	41.6	11.0	—	—
APC	8.0	5.9	27.5	19.1	25.0	23.8	26.7	—	—
Dome – Prix faible/régime de fiscalité actuel	3.2	3.0	2.7	2.5	2.4	2.3	2.2	1.6	1.3
Dome – Prix faible/autre régime de fiscalité	3.4	3.3	3.7	4.2	4.2	4.1	3.9	3.3	2.7
Dome – Prix fort/régime actuel de fiscalité	3.3	3.3	3.8	4.0	4.3	5.2	5.8	5.8	5.8
Dome – Prix fort/autre régime de fiscalité	4.0	4.0	5.2	7.0	8.7	10.4	11.8	11.8	11.8
Impériale	6.0	3.0	19.0	4.2	11.9	10.3	—	—	—
Petro-Canada – Cas faible	6.5	7.0	22.0	25.0	9.0	9.0	4.0	2.0	—
Petro-Canada – Cas élevé	6.5	8.5	25.0	27.0	12.0	14.0	9.0	5.0	—
ONÉ	16.0	25.3	16.0	12.0	9.0	8.5	8.0	9.0	7.0

Tableau A7-30
Additions annuelles aux réserves d'après l'évaluation des réserves établies actuelles de pétrole brut lourd au moyen de la récupération assistée
Comparaison des points de vue des intervenants

(Millions de mètres cubes)

	1983	1984	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005
AERCB	—	—	1.0	1.0	2.0	2.0	3.0	3.0	3.0
Saskatchewan	.9	.9	2.2	3.4	2.7	3.5	4.3	4.7	4.7
Totaux des provinces	**.9**	**.9**	**3.2**	**4.4**	**4.7**	**5.5**	**7.3**	**7.7**	**7.7**
APC	—	—	—	5.2	8.6	9.0	1.0	—	—
Impériale	—	—	2.1	2.3	2.4	2.7	2.3	1.2	—
ONÉ	2.5	3.1	3.1	3.1	4.2	5.4	6.9	7.0	7.0

Tableau A7-31
Données historiques – demande primaire de pétrole au Canada

(Pétajoules)

	1960	1961	1962	1963	1964	1965	1966	1967	1968	1969	1970
Résidentiel	S/O	S/O	474.3	503.4	527.7	524.7	515.8	540.3	568.4	586.7	618.7
Commercial	S/O	S/O	122.7	162.0	168.1	193.9	222.4	247.9	284.4	293.8	308.6
Autre secteur industriel	S/O	S/O	257.6	245.9	282.9	338.1	354.8	393.5	408.2	447.9	477.4
Transport	S/O	S/O	823.4	867.8	917.6	975.6	1038.6	1096.3	1157.6	1200.1	1265.6
Non énergétique	S/O	S/O	123.7	138.6	161.2	170.6	185.1	188.7	193.7	211.3	252.7
Total de la demande primaire	**S/O**	**S/O**	**1801.7**	**1917.7**	**2057.4**	**2202.9**	**2316.8**	**2466.7**	**2612.3**	**2739.8**	**2923.0**
Usage propre	S/O	S/O	149.8	157.5	154.9	162.0	167.9	175.2	182.8	186.1	201.1
Production d'électricité	S/O	S/O	16.9	18.1	25.5	35.8	39.6	56.3	82.0	79.5	110.1
Production de vapeur	S/O	S/O	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
GPL de raffinerie	S/O	S/O	0.1	0.2	0.8	1.3	2.0	20.9	18.8	20.3	24.2
Total de la demande primaire	**S/O**	**S/O**	**1968.5**	**2093.5**	**2238.6**	**2402.0**	**2526.2**	**2719.1**	**2895.9**	**3025.7**	**3258.4**

	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981
Résidentiel	614.4	646.1	610.0	641.4	612.4	600.5	541.3	523.4	513.1	492.4	401.8
Commercial	306.9	326.8	286.2	272.7	212.6	261.5	228.8	245.5	216.0	208.1	194.6
Autre secteur industriel	477.3	503.5	542.0	553.9	539.4	528.6	560.1	530.7	545.6	509.4	452.5
Transport	1313.5	1407.9	1535.9	1597.9	1622.8	1690.5	1736.4	1796.8	1922.2	1958.1	1908.1
Non énergétique	256.3	281.4	321.2	318.3	302.5	310.3	350.1	379.4	421.6	387.5	379.6
Total de la demande primaire	**2968.3**	**3165.7**	**3295.3**	**3384.2**	**3289.7**	**3391.4**	**3416.7**	**3475.8**	**3618.5**	**3555.4**	**3336.5**
Usage propre	212.9	225.4	247.4	249.1	249.4	237.8	259.8	277.2	280.3	267.8	249.9
Production d'électricité	112.9	113.1	116.3	122.0	125.2	145.5	139.2	148.8	139.4	132.1	97.7
Production de vapeur	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	12.0	12.4	9.6
GPL de raffinerie	24.6	28.1	27.3	29.4	37.4	52.5	57.3	59.1	66.8	61.9	57.5
Total de la demande primaire	**3318.7**	**3532.4**	**3686.3**	**3784.7**	**3701.7**	**3827.0**	**3872.9**	**3960.9**	**4117.1**	**4029.6**	**3751.2**

Tableau A7-32
Demande primaire de pétrole – Canada
Comparaison des points de vue des intervenants

(Pétajoules)

	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005
APC	3403	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	3339	3370	N/A	N/A
Dome – Faible	3274	3110	3112	3157	3182	3196	3287	3551	3801	N/A
Gulf	3265	3028	3005	3005	3021	3007	3048	3130	3244	N/A
Husky/NOVA[1]	3368	3167	3254	3295	3306	3324	3440	3641	3922	4214
Impériale	3322	3122	3052	2979	2923	2896	2780	2532	2369	N/A
Petro-Canada – Base	3251	3082	3148	3185	3184	3140	3041	2982	3073	N/A
Shell	3326	3132	3093	2997	2980	2953	2912	2918	2987	N/A
Texaco[1]	3427	3165	3150	3115	3080	3055	3055	3155	N/A	N/A
CCPA	N/A	3105	2936	2838	2809	2782	2754	2838	2920	3006
ONÉ	3283	3044	3011	2965	2859	2830	2783	2735	2879	3001

[1] Comprend le pétrole et le GPL.

Tableau A7-33
Demande totale de produits pétroliers[1] – Canada et régions
Projections de l'ONÉ

(Pétajoules)

	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005
					Canada					
Essence d'aviation	6.0	6.0	5.7	5.7	5.6	5.6	5.4	5.2	5.0	5.0
Essence pour moteur	1188.1	1150.7	1132.8	1098.8	1063.6	1035.4	997.1	986.0	997.3	1003.7
Carburéacteur										
– kérosène (carburéacteur A)	95.3	95.9	93.3	93.3	93.8	96.5	101.0	124.2	147.1	158.9
– naphte (carburéacteur B)	50.5	44.4	43.1	42.2	41.6	42.0	41.4	46.0	49.0	52.9
– total	145.9	140.3	136.4	135.6	135.4	138.5	142.5	170.3	196.1	211.8
Carburant léger & kérosène	452.2	366.7	350.7	318.0	295.7	277.4	218.6	165.5	147.7	140.2
Mazout diesel	528.7	544.2	552.4	559.8	567.0	575.3	605.6	665.3	747.4	809.8
Mazout lourd	487.9	375.6	371.8	366.7	330.8	351.3	355.6	260.3	271.8	286.4
Asphalte	108.3	112.0	114.4	116.9	119.4	121.8	129.2	141.6	153.9	166.3
Lubrifiants & graisses	34.5	35.8	37.1	38.4	39.7	41.0	44.8	51.3	57.7	64.2
Charge d'alim. pétrochimique	115.8	105.9	109.5	126.0	104.4	82.7	82.6	82.7	83.0	83.1
Autres produits	214.8	206.0	205.8	204.7	201.1	200.0	200.8	205.9	218.6	229.6
Produits pétroliers totaux	3282.7	3043.6	3017.1	2971.2	2863.1	2829.0	2782.5	2734.4	2879.0	3000.5
GPL de raffinerie	61.0	51.9	53.6	53.3	53.7	54.8	55.5	57.9	61.2	64.6
Total des produits et du GPL de raff.	**3343.8**	**3095.6**	**3070.7**	**3024.6**	**2916.8**	**2884.2**	**2838.1**	**2792.4**	**2940.2**	**3065.1**
					Provinces de l'Atlantique					
Essence d'aviation	0.4	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.2	0.2	0.2
Essence pour moteur	99.7	95.0	99.4	96.4	93.7	91.7	88.9	88.4	90.1	94.7
Carburéacteur										
– kérosène (carburéacteur A)	8.3	7.8	7.9	7.8	7.8	7.9	8.0	9.2	10.2	11.1
– naphte (carburéacteur B)	6.8	7.6	5.4	5.1	4.8	4.7	4.0	3.4	2.4	2.6
– total	15.2	15.5	13.4	13.0	12.7	12.6	12.1	12.7	12.7	13.7
Carburant léger & kérosène	84.5	72.0	72.8	69.5	66.3	64.8	59.8	47.5	39.4	39.7
Mazout diesel	53.6	50.7	51.8	54.3	54.2	54.4	57.3	61.5	71.5	82.8
Mazout lourd	138.4	94.5	122.3	136.6	111.6	135.0	140.5	46.1	45.6	43.1
Asphalte	8.5	9.7	9.9	10.0	10.2	10.3	10.8	11.6	12.5	13.3
Lubrifiants & graisses	2.3	2.4	2.5	2.6	2.7	2.8	3.1	3.7	4.2	4.7
Charge d'alim. pétrochimique	0.8	0.8	0.9	0.9	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
Autres produits	13.3	11.2	12.3	12.6	11.6	12.3	12.3	9.1	9.3	9.8
Produits pétroliers totaux	417.1	352.5	385.9	396.6	364.8	385.6	386.6	282.3	286.8	303.4
GPL de raffinerie	5.7	5.4	5.6	5.5	5.5	5.9	6.7	7.1	7.6	8.5
Total des produits et du GPL de raff.	**422.8**	**357.9**	**391.5**	**402.1**	**370.4**	**391.6**	**393.3**	**289.4**	**294.5**	**312.0**

[1] Comprend l'utilisation propre, la production d'électricité et de vapeur.

Tableau A7-33 (suite)

	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005
					Québec					
Essence d'aviation	0.7	0.8	0.7	0.7	0.7	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
Essence pour moteur	245.6	235.2	231.9	219.2	210.1	203.0	193.9	195.8	202.7	192.8
Carburéacteur										
– kérosène (carburéacteur A)	21.3	21.0	20.3	20.0	19.8	20.1	20.2	22.9	25.0	27.0
– naphte (carburéacteur B)	5.3	4.6	4.4	4.2	4.1	4.0	3.7	3.6	3.4	3.7
– total	26.7	25.6	24.7	24.3	23.9	24.2	23.9	26.6	28.4	30.7
Carburant léger & kérosène	166.4	137.0	128.1	113.7	104.9	97.1	72.9	57.3	55.1	50.4
Mazout diesel	84.8	82.0	81.5	83.6	85.5	84.1	90.8	99.8	112.2	128.0
Mazout lourd	182.1	139.3	120.7	106.4	101.8	100.8	100.6	100.5	101.0	109.4
Asphalte	24.1	25.1	25.7	26.2	26.8	27.4	29.0	31.8	34.5	37.3
Lubrifiants & graisses	5.7	6.0	6.2	6.5	6.7	7.0	7.7	8.9	10.2	11.4
Charge d'alim. pétrochimique	36.2	28.7	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0
Autres produits	60.8	56.8	55.2	53.7	53.2	52.7	52.6	54.5	57.7	60.6
Produits pétroliers totaux	833.7	737.0	693.2	652.7	632.0	615.4	590.4	594.2	620.7	639.5
GPL de raffinerie	13.6	10.4	12.0	12.0	12.0	12.0	12.3	13.0	13.8	14.6
Total des produits et du GPL de raff.	**847.3**	**747.4**	**705.3**	**664.8**	**644.0**	**627.5**	**602.7**	**607.3**	**634.6**	**654.2**
					Ontario					
Essence d'aviation	1.3	1.3	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.1	1.1	1.1
Essence pour moteur	415.3	407.0	394.4	387.3	374.3	364.1	352.1	354.9	356.4	339.0
Carburéacteur										
– kérosène (carburéacteur A)	35.9	36.6	35.8	36.1	36.7	38.0	40.9	52.4	64.6	69.8
– naphte (carburéacteur B)	7.6	7.3	6.2	5.9	5.7	5.6	5.1	4.9	4.4	4.7
– total	43.6	44.0	42.1	42.1	42.4	43.7	46.0	57.4	69.1	74.6
Carburant léger & kérosène	140.2	109.7	101.3	90.7	83.3	76.3	53.7	38.9	33.5	31.4
Mazout diesel	125.7	137.6	141.4	143.7	145.3	151.4	160.3	175.4	191.8	199.7
Mazout lourd	95.4	92.8	85.5	80.1	78.3	77.1	74.9	70.4	75.4	78.8
Asphalte	29.7	31.5	32.1	32.8	33.5	34.2	36.3	39.7	43.2	46.6
Lubrifiants & graisses	14.0	14.4	14.9	15.3	15.7	16.1	17.3	19.4	21.5	23.6
Charge d'alim. pétrochimique	76.4	74.3	84.3	95.2	72.8	50.7	50.5	50.7	51.0	51.0
Autres produits	79.9	78.6	78.4	78.5	76.5	75.1	75.0	78.2	82.6	85.1
Produits pétroliers totaux	1022.0	991.8	976.2	967.5	923.8	890.4	867.7	886.6	925.9	931.3
GPL de raffinerie	20.9	18.2	18.0	17.9	18.5	19.2	19.0	19.6	20.1	20.4
Total des produits et du GPL de raff.	**1043.0**	**1010.0**	**994.2**	**985.5**	**942.3**	**909.6**	**886.8**	**906.2**	**946.1**	**951.8**

Tableau A7-33 (suite)

	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005
Manitoba										
Essence d'aviation	0.7	0.7	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
Essence pour moteur	52.0	51.0	47.9	47.1	44.4	43.0	40.4	38.4	37.9	39.0
Carburéacteur										
– kérosène (carburéacteur A)	1.4	1.6	1.4	1.5	1.5	1.6	1.7	2.3	2.9	3.1
– naphte (carburéacteur B)	5.3	4.2	4.7	4.7	4.7	4.8	5.0	6.0	6.8	7.4
– total	6.8	5.9	6.2	6.2	6.2	6.4	6.7	8.3	9.8	10.5
Carburant léger & kérosène	8.2	6.2	5.7	5.1	4.8	4.5	3.6	2.5	1.8	1.6
Mazout diesel	28.3	31.5	30.4	30.2	30.4	31.0	35.3	39.9	49.0	57.3
Mazout lourd	6.7	6.1	5.6	5.1	4.9	4.7	4.1	3.6	3.6	3.5
Asphalte	4.0	3.7	3.7	3.8	3.8	3.8	3.9	4.1	4.3	4.5
Lubrifiants & graisses	1.2	1.3	1.3	1.3	1.4	1.4	1.5	1.7	1.9	2.0
Charge d'alim. pétrochimique	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Autres produits	3.9	3.9	3.8	3.7	3.7	3.6	3.7	3.9	4.2	4.6
Produits pétroliers totaux	112.1	110.5	105.6	102.5	100.6	99.5	100.3	103.4	113.3	123.9
GPL de raffinerie	0.8	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.6
Total des produits et du GPL de raff.	**113.0**	**111.1**	**106.1**	**103.0**	**101.1**	**100.0**	**100.8**	**104.0**	**113.9**	**124.6**
Saskatchewan										
Essence d'aviation	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
Essence pour moteur	66.0	66.3	66.6	65.1	63.6	62.2	59.4	55.7	55.2	59.8
Carburéacteur										
– kérosène (carburéacteur A)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
– naphte (carburéacteur B)	3.2	2.8	2.9	2.9	3.0	3.1	3.3	4.1	4.9	5.2
– total	3.2	2.9	2.9	3.0	3.0	3.1	3.3	4.2	4.9	5.3
Carburant léger & kérosène	12.4	8.9	8.4	7.5	7.0	6.6	5.3	4.1	4.1	3.6
Mazout diesel	39.8	43.3	48.1	49.3	49.6	50.1	51.6	56.3	64.6	72.4
Mazout lourd	5.1	3.6	3.0	3.1	3.1	3.1	3.1	3.5	3.7	3.9
Asphalte	7.6	6.4	6.4	6.5	6.5	6.6	6.8	7.1	7.4	7.7
Lubrifiants & graisses	1.9	2.0	2.0	2.1	2.1	2.2	2.4	2.7	3.0	3.3
Charge d'alim. pétrochimique	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Autres produits	7.8	7.8	8.0	8.1	8.1	8.1	8.3	8.7	9.4	10.2
Produits pétroliers totaux	144.7	141.8	146.2	145.2	143.8	142.7	140.9	143.0	153.1	167.0
GPL de raffinerie	2.4	2.2	2.3	2.3	2.2	2.2	2.2	2.3	2.4	2.7
Total des produits et du GPL de raff.	**147.1**	**144.0**	**148.5**	**147.5**	**146.1**	**145.0**	**143.2**	**145.3**	**155.6**	**169.7**

Tableau A7-33 (suite)

	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005
					Alberta					
Essence d'aviation	0.9	0.8	0.9	0.9	0.9	0.9	0.8	0.8	0.8	0.8
Essence pour moteur	166.2	161.1	157.5	150.7	145.6	141.2	132.4	123.1	125.6	139.5
Carburéacteur										
– kérosène (carburéacteur A)	17.1	17.2	16.9	17.0	17.2	17.8	19.0	24.1	29.4	31.7
– naphte (carburéacteur B)	10.0	8.2	8.7	8.7	8.7	8.9	9.1	10.8	12.2	13.2
– total	27.1	25.5	25.7	25.8	26.0	26.8	28.2	35.0	41.6	45.0
Carburant léger & kérosène	6.2	4.8	4.5	3.5	3.5	3.5	3.5	2.4	2.0	1.7
Mazout diesel	101.4	105.1	104.4	101.3	102.6	102.5	103.9	113.3	126.8	129.7
Mazout lourd	2.7	2.5	2.1	1.9	1.9	1.9	1.6	1.7	1.9	2.1
Asphalte	24.8	24.7	25.4	26.1	26.7	27.4	29.4	32.8	36.2	39.6
Lubrifiants & graisses	5.0	5.3	5.5	5.7	5.9	6.1	6.8	7.8	8.9	10.0
Charge d'alim. pétrochimique	0.0	0.1	4.3	9.9	10.6	11.0	11.0	11.0	11.0	11.0
Autres produits	32.6	32.5	32.7	32.6	32.7	32.7	33.1	34.8	37.6	40.4
Produits pétroliers totaux	367.4	362.7	363.4	358.8	356.8	354.4	351.1	363.2	392.7	419.9
GPL de raffinerie	11.1	10.8	10.9	10.7	10.7	10.6	10.5	10.8	11.7	12.5
Total des produits et du GPL de raff.	**378.6**	**373.6**	**374.3**	**369.5**	**367.5**	**365.0**	**361.7**	**374.1**	**404.5**	**432.5**
					Colombie-Britannique et Territoires					
Essence d'aviation	1.4	1.4	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3
Essence pour moteur	143.0	134.9	134.9	133.8	131.6	129.9	129.6	129.2	129.3	138.7
Carburéacteur										
– kérosène (carburéacteur A)	11.0	11.3	10.6	10.5	10.5	10.7	10.9	12.9	14.7	15.8
– napnte (carburéacteur B)	11.9	9.4	10.4	10.4	10.4	10.6	10.9	13.0	14.7	15.8
– total	22.9	20.7	21.1	21.0	20.9	21.4	21.9	25.9	29.4	31.7
Carburant léger & kérosène	34.1	27.8	29.5	27.7	25.6	24.2	19.5	12.6	11.4	11.5
Mazout diesel	94.8	93.3	94.1	96.9	98.6	101.1	105.9	118.6	131.2	139.5
Mazout lourd	57.1	36.0	33.1	33.2	28.9	28.5	30.5	34.1	40.3	45.4
Asphalte	9.3	10.6	10.9	11.2	11.5	11.8	12.6	14.1	15.5	17.0
Lubrifiants & graisses	4.0	4.2	4.5	4.7	4.9	5.1	5.7	6.7	7.8	8.8
Charge d'alim. pétrochimique	2.1	1.8	1.9	1.9	1.9	1.9	2.0	2.0	2.0	2.0
Autres produits	16.1	14.9	15.1	15.2	15.1	15.1	15.5	16.3	17.5	18.8
Produits pétroliers totaux	385.4	346.2	346.7	347.2	340.7	340.8	344.9	361.3	386.1	415.1
GPL de raffinerie	6.2	4.1	4.1	4.2	4.1	4.1	4.1	4.3	4.6	5.0
Total des produits et du GPL de raff.	**391.7**	**350.4**	**350.9**	**351.4**	**344.8**	**344.9**	**349.1**	**365.7**	**390.8**	**420.1**

Tableau A7-33 (suite)

(Milliers de mètres cubes par jour)

	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005
Canada										
Essence d'aviation	0.493	0.492	0.470	0.466	0.462	0.458	0.446	0.429	0.409	0.409
Essence pour moteur	93.921	90.921	89.548	86.863	84.076	81.851	78.817	77.940	78.834	79.343
Carburéacteur										
– kérosène (carburéacteur A)	7.273	7.313	7.121	7.118	7.154	7.360	7.705	9.476	11.220	12.117
– naphte (carburéacteur B)	3.853	3.390	3.286	3.223	3.178	3.206	3.164	3.514	3.739	4.038
– total	11.127	10.703	10.408	10.341	10.332	10.566	10.868	12.991	14.959	16.155
Carburant léger & kérosène	32.118	26.045	24.907	22.590	21.001	19.705	15.525	11.752	10.483	9.951
Mazout diesel	37.453	38.550	39.130	39.658	40.161	40.751	42.898	47.125	52.941	57.360
Mazout lourd	32.035	24.663	24.412	24.081	21.722	23.066	23.348	17.092	17.851	18.808
Asphalte	6.678	6.902	7.054	7.206	7.358	7.510	7.967	8.727	9.488	10.249
Lubrifiants & graisses	2.420	2.510	2.600	2.690	2.780	2.870	3.141	3.592	4.043	4.494
Charge d'alim. pétrochimique	9.023	8.256	8.535	9.820	8.140	6.446	6.435	6.447	6.470	6.474
Autres produits	14.289	13.732	13.728	13.669	13.435	13.370	13.433	13.784	14.636	15.379
Produits pétroliers totaux	239.557	222.813	220.792	217.385	209.467	206.593	202.877	199.879	210.115	218.621
GPL de raffinerie	6.171	5.250	5.417	5.394	5.432	5.537	5.614	5.858	6.185	6.533
Total des produits et du GPL de raff.	**245.728**	**228.063**	**226.209**	**222.779**	**214.899**	**212.130**	**208.491**	**205.738**	**216.300**	**225.154**
Provinces de l'Atlantique										
Essence d'aviation	0.033	0.032	0.030	0.029	0.028	0.027	0.025	0.020	0.016	0.016
Essence pour moteur	7.888	7.510	7.859	7.624	7.413	7.249	7.033	6.993	7.123	7.488
Carburéacteur										
– kérosène (carburéacteur A)	0.635	0.602	0.608	0.601	0.597	0.607	0.613	0.709	0.785	0.848
– naphte (carburéacteur B)	0.526	0.584	0.417	0.393	0.372	0.360	0.310	0.260	0.187	0.202
– total	1.161	1.187	1.025	0.994	0.970	0.968	0.923	0.969	0.972	1.050
Carburant léger & kérosène	6.001	5.113	5.171	4.932	4.709	4.600	4.245	3.373	2.802	2.818
Mazout diesel	3.798	3.593	3.672	3.851	3.845	3.859	4.063	4.363	5.065	5.869
Mazout lourd	9.090	6.207	8.034	8.968	7.332	8.866	9.227	3.029	3.000	2.835
Asphalte	0.527	0.600	0.610	0.620	0.630	0.640	0.671	0.721	0.771	0.822
Lubrifiants & graisses	0.164	0.171	0.179	0.186	0.193	0.201	0.223	0.260	0.297	0.334
Charge d'alim. pétrochimique	0.069	0.067	0.071	0.074	0.078	0.078	0.078	0.078	0.078	0.078
Autres produits	0.878	0.740	0.809	0.831	0.767	0.810	0.813	0.604	0.616	0.651
Produits pétroliers totaux	29.608	25.219	27.459	28.109	25.965	27.297	27.301	20.410	20.740	21.962
GPL de raffinerie	0.581	0.550	0.566	0.561	0.562	0.601	0.678	0.720	0.775	0.865
Total des produits et du GPL de raff.	**30.190**	**25.769**	**28.025**	**28.670**	**26.527**	**27.898**	**27.979**	**21.130**	**21.514**	**22.827**

Tableau A7-33 (suite)

	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005
					Québec					
Essence d'aviation	0.060	0.072	0.058	0.058	0.057	0.057	0.056	0.055	0.053	0.053
Essence pour moteur	19.422	18.592	18.334	17.333	16.611	16.054	15.334	15.482	16.023	15.242
Carburéacteur										
– kérosène (carburéacteur A)	1.629	1.601	1.552	1.530	1.517	1.538	1.541	1.753	1.907	2.059
– naphte (carburéacteur B)	0.411	0.353	0.337	0.324	0.313	0.310	0.286	0.282	0.262	0.283
– total	2.041	1.954	1.890	1.855	1.830	1.848	1.827	2.035	2.169	2.342
Carburant léger & kérosène	11.806	9.727	9.096	8.071	7.444	6.897	5.173	4.065	3.910	3.574
Mazout diesel	6.010	5.814	5.778	5.923	6.060	5.963	6.432	7.070	7.949	9.067
Mazout lourd	11.962	9.140	7.928	6.990	6.688	6.619	6.605	6.600	6.633	7.188
Asphalte	1.490	1.553	1.587	1.621	1.655	1.688	1.790	1.960	2.129	2.299
Lubrifiants & graisses	0.404	0.421	0.438	0.456	0.473	4.490	0.543	0.630	0.717	0.804
Charge d'alim. pétrochimique	2.827	2.239	1.407	1.407	1.407	1.406	1.406	1.406	1.406	1.407
Autres produits	4.014	3.754	3.657	3.563	3.526	3.499	3.491	3.622	3.832	4.024
Produits pétroliers totaux	60.035	53.276	50.172	47.275	45.751	44.522	42.657	42.923	44.821	45.999
GPL de raffinerie	1.375	1.055	1.219	1.222	1.217	1.218	1.245	1.321	1.399	1.480
Total des produits et du GPL de raff.	**61.410**	**54.331**	**51.392**	**48.496**	**46.968**	**45.740**	**43.901**	**44.244**	**46.220**	**47.479**
					Ontario					
Essence d'aviation	0.111	0.114	0.106	0.105	0.104	0.102	0.099	0.095	0.090	0.090
Essence pour moteur	32.835	32.177	31.180	30.618	29.591	28.786	27.834	28.056	28.174	26.802
Carburéacteur										
– kérosène (carburéacteur A)	2.745	2.796	2.737	2.760	2.799	2.904	3.121	4.002	4.932	5.327
– naphte (carburéacteur B)	0.585	0.559	0.477	0.456	0.439	0.432	0.394	0.377	0.336	0.363
– total	3.330	3.335	3.213	3.216	3.238	3.336	3.514	4.379	5.269	5.690
Carburant léger & kérosène	9.951	7.788	7.192	6.440	5.912	5.421	3.813	2.766	2.380	2.230
Mazout diesel	8.908	9.753	10.016	10.182	10.296	10.727	11.358	12.428	13.591	14.150
Mazout lourd	6.264	6.093	5.617	5.265	5.143	5.066	4.921	4.626	4.952	5.177
Asphalte	1.832	1.942	1.984	2.027	2.069	2.111	2.239	2.451	2.663	2.875
Lubrifiants & graisses	0.985	1.014	1.043	1.072	1.101	1.130	1.217	1.362	1.508	1.653
Charge d'alim. pétrochimique	5.955	5.795	6.574	7.418	5.678	3.952	3.938	3.950	3.973	3.976
Autres produits	5.368	5.294	5.289	5.299	5.170	5.077	5.079	5.298	5.601	5.772
Produits pétroliers totaux	75.538	73.325	72.213	71.642	68.301	65.708	64.013	65.412	68.201	68.416
GPL de raffinerie	2.120	1.840	1.819	1.815	1.873	1.947	1.925	1.985	2.038	2.068
Total des produits et du GPL de raff.	**77.659**	**75.165**	**74.032**	**73.457**	**70.174**	**67.655**	**65.938**	**67.397**	**70.239**	**70.484**

Tableau A7-33 (suite)

	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005
Manitoba										
Essence d'aviation	0.058	0.061	0.055	0.055	0.055	0.054	0.053	0.051	0.049	0.049
Essence pour moteur	4.111	4.032	3.787	3.647	3.511	3.399	3.196	3.042	2.996	3.084
Carburéacteur										
– kérosène (carburéacteur A)	0.113	0.129	0.114	0.116	0.118	0.124	0.135	0.178	0.224	0.242
– naphte (carburéacteur B)	0.409	0.326	0.361	0.360	0.361	0.370	0.383	0.459	0.523	0.565
– total	0.522	0.455	0.475	0.476	0.480	0.494	0.518	0.637	0.748	0.808
Carburant léger & kérosène	0.588	0.446	0.410	0.371	0.349	0.327	0.260	0.181	0.130	0.118
Mazout diesel	2.009	2.233	2.158	2.139	2.158	2.201	2.505	2.832	3.474	4.063
Mazout lourd	0.444	0.403	0.372	0.337	0.327	0.310	0.274	0.242	0.240	0.231
Asphalte	0.250	0.230	0.233	0.235	0.237	0.239	0.246	0.258	0.269	0.281
Lubrifiants & graisses	0.090	0.092	0.095	0.097	0.100	0.102	0.109	0.121	0.133	0.146
Charge d'alim. pétrochimique	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Autres produits	0.261	0.260	0.253	0.249	0.247	0.246	0.250	0.261	0.283	0.308
Produits pétroliers totaux	8.333	8.213	7.839	7.606	7.463	7.373	7.413	7.625	8.322	9.087
GPL de raffinerie	0.089	0.056	0.054	0.052	0.051	0.051	0.051	0.053	0.058	0.063
Total des produits et du GPL de raff.	**8.422**	**8.270**	**7.893**	**7.658**	**7.514**	**7.424**	**7.464**	**7.677**	**8.379**	**9.150**
Saskatchewan										
Essence d'aviation	0.032	0.030	0.031	0.030	0.030	0.029	0.028	0.026	0.025	0.025
Essence pour moteur	5.219	5.243	5.266	5.148	5.029	4.921	4.701	4.410	4.366	4.732
Carburéacteur										
– kérosène (carburéacteur A)	0.003	0.002	0.003	0.003	0.003	0.003	0.003	0.004	0.006	0.006
– naphte (carburéacteur B)	0.248	0.219	0.224	0.227	0.230	0.238	0.254	0.317	0.374	0.404
– total	0.251	0.222	0.227	0.229	0.233	0.241	0.257	0.321	0.379	0.410
Carburant léger & kérosène	0.893	0.639	0.607	0.539	0.506	0.475	0.384	0.295	0.297	0.263
Mazout diesel	2.825	3.072	3.410	3.493	3.520	3.552	3.656	3.989	4.581	5.134
Mazout lourd	0.341	0.242	0.201	0.207	0.207	0.208	0.207	0.234	0.249	0.258
Asphalte	0.471	0.394	0.398	0.402	0.406	0.410	0.422	0.441	0.461	0.480
Lubrifiants & graisses	0.136	0.140	0.144	0.149	0.153	0.158	0.171	0.193	0.215	0.237
Charge d'alim. pétrochimique	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Autres produits	0.524	0.525	0.537	0.540	0.543	0.546	0.557	0.586	0.629	0.681
Produits pétroliers totaux	10.692	10.507	10.822	10.737	10.627	10.539	10.383	10.496	11.201	12.219
GPL de raffinerie	0.244	0.226	0.234	0.233	0.231	0.230	0.229	0.235	0.252	0.275
Total des produits et du GPL de raff.	**10.936**	**10.733**	**11.056**	**10.970**	**10.858**	**10.769**	**10.612**	**10.731**	**11.453**	**12.494**

Tableau A7-33 (suite)

	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005
					Alberta					
Essence d'aviation	0.081	0.068	0.076	0.076	0.075	0.074	0.072	0.069	0.065	0.065
Essence pour moteur	13.139	12.738	12.453	11.916	11.515	11.167	10.471	9.738	9.930	11.028
Carburéacteur										
– kérosène (carburéacteur A)	1.306	1.316	1.294	1.302	1.317	1.363	1.453	1.841	2.244	2.423
– naphte (carburéacteur B)	0.763	0.629	0.670	0.666	0.666	0.681	0.700	0.828	0.935	1.009
– total	2.069	1.945	1.964	1.968	1.983	2.044	2.153	2.669	3.178	3.432
Carburant léger & kérosène	0.444	0.349	0.329	0.258	0.255	0.255	0.253	0.175	0.149	0.126
Mazout diesel	7.189	7.445	7.400	7.180	7.270	7.265	7.364	8.030	8.984	9.189
Mazout lourd	0.180	0.167	0.142	0.129	0.127	0.126	0.108	0.115	0.127	0.138
Asphalte	1.530	1.526	1.567	1.609	1.651	1.692	1.817	2.025	2.233	2.441
Lubrifiants & graisses	0.356	0.371	0.386	0.401	0.416	0.431	0.476	0.551	0.626	0.701
Charge d'alim. pétrochimique	0.008	0.009	0.336	0.772	0.827	0.857	0.857	0.857	0.857	0.857
Autres produits	2.170	2.163	2.177	2.171	2.176	2.180	2.208	2.323	2.508	2.689
Produits pétroliers totaux	27.165	26.780	26.831	26.479	26.295	26.091	25.778	26.552	28.656	30.667
GPL de raffinerie	1.128	1.099	1.102	1.087	1.081	1.074	1.064	1.101	1.190	1.273
Total des produits et du GPL de raff.	**28.293**	**27.880**	**27.932**	**27.566**	**27.376**	**27.165**	**26.842**	**27.652**	**29.846**	**31.940**
					Colombie-Britannique et Territoires					
Essence d'aviation	0.118	0.115	0.114	0.114	0.114	0.114	0.113	0.112	0.110	0.110
Essence pour moteur	11.310	10.669	10.669	10.578	10.405	10.275	10.248	10.219	10.223	10.968
Carburéacteur										
– kérosène (carburéacteur A)	0.843	0.866	0.812	0.806	0.804	0.820	0.838	0.989	1.122	1.212
– naphte (carburéacteur B)	0.911	0.720	0.800	0.796	0.796	0.815	0.837	0.992	1.122	1.211
– total	1.753	1.585	1.613	1.602	1.600	1.635	1.676	1.982	2.244	2.423
Carburant léger & kérosène	2.436	1.982	2.103	1.980	1.826	1.730	1.397	0.898	0.816	0.820
Mazout diesel	6.715	6.613	6.668	6.865	6.989	7.163	7.501	8.403	9.298	9.887
Mazout lourd	3.755	2.370	2.173	2.181	1.898	1.872	2.005	2.245	2.650	2.981
Asphalte	0.578	0.657	0.675	0.692	0.710	0.728	0.782	0.872	0.961	1.051
Lubrifiants & graisses	0.286	0.300	0.315	0.329	0.344	0.359	0.402	0.475	0.548	0.621
Charge d'alim. pétrochimique	0.165	0.146	0.148	0.150	0.151	0.153	0.156	0.156	0.156	0.156
Autres produits	1.073	0.996	1.007	1.016	1.007	1.012	1.034	1.091	1.167	1.254
Produits pétroliers totaux	28.188	25.433	25.484	25.506	25.043	25.040	25.314	26.452	28.174	30.271
GPL de raffinerie	0.633	0.423	0.424	0.424	0.416	0.417	0.422	0.443	0.473	0.509
Total des produits et du GPL de raff.	**28.821**	**25.856**	**25.908**	**25.931**	**25.460**	**25.456**	**25.736**	**26.895**	**28.647**	**30.780**

Tableau A7-34
Besoins en charge d'alimentation des raffineries – Canada et régions
Projections de l'ONÉ

(Milliers de mètres cubes)

	Actuelle					Estimée				
	1982	**1983**	**1984**	**1985**	**1986**	**1987**	**1990**	**1995**	**2000**	**2005**
					Canada					
Demande intérieure totale de produits pétroliers raffinés	82373	76417	75198	74044	71353	70398	69123	68076	71566	74473
Ajouter le GPL de raffineries	2293	2378	1978	1970	1983	2021	2050	2139	2259	2385
Retrancher les importations de produits	–2654	–3139	–2806	–2797	–2324	–2982	–3404	–990	–1040	–1621
Ajouter les exportations de produits	4863	6987	5786	1457	1507	1562	1559	1783	1181	1165
Ajouter l'accroissement/(réduction) de l'inventaire	–3241	–2065	–3151	–425	20	61	–343	419	125	–278
Ajouter les pertes de produits et usage propre	6591	5607	5402	5290	5094	5002	4921	4876	5126	5324
Retrancher les profits de la raffinerie	–1807	–1710	–1798	–1732	–1691	–1665	–1609	–1666	–1723	–1767
Besoins de la raffinerie en charge d'alimentation	88418	84478	80603	77807	75932	74407	72296	74637	77494	79682
Quotidiennement	242.7	231.7	220.2	213.2	208.0	203.9	198.1	204.5	211.7	218.3
Retrancher les butanes des usines de gaz fournis aux raffineries	873	978	–1244	–1205	–1168	–1132	–1132	–1168	–1205	–1241
Besoins de la raffinerie en pétrole brut et équivalents	87545	83500	79359	76602	74764	73275	71164	73469	76289	78441
Quotidiennement	239.8	228.8	216.8	209.9	204.8	200.8	195.0	201.3	209.0	214.9
					Atlantique					
Demande intérieure totale de produits pétroliers raffinés	10318	8908	9540	9760	9011	9468	9444	7068	7179	7571
Ajouter le GPL de raffineries	212	243	207	205	205	219	247	263	283	316
Retrancher les importations de produits	–1464	–1182	–1688	–1707	–1394	–2017	–2414	–200		–431
Ajouter les exportations de produits	345	705	650	—	—	—	—	—	100	175
Retrancher les entrées nettes de transferts inter-régionaux	–801	–615	–327	–582	–413	–419	–434	–428	–439	–462
Ajouter l'accroissement/(réduction) de l'inventaire	–754	–17	–263	–38	23	29	–258	58	54	139
Ajouter les pertes de produits et usage propre	652	485	483	500	466	496	521	382	391	445
Retrancher les profits de la raffinerie	–238	–175	–162	–153	–149	–146	–132	–135	–144	–146
Besoins de la raffinerie en charge d'alimentation	8405	8275	8440	7985	7749	7630	6974	7008	7424	7607

Tableau A7-34 (suite)

	Actuelle				Estimée					
	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005
Atlantique (suite)										
Quotidiennement	22.8	22.3	23.1	21.9	21.2	20.9	19.1	19.2	20.3	20.8
Retrancher les butanes des usines de gaz fournis aux raffineries	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Besoins de la raffinerie en pétrole brut et équivalents	8405	8275	8440	7985	7749	7630	6974	7008	7424	7607
Quotidiennement	23.0	22.7	23.1	21.9	21.2	20.9	19.1	19.2	20.3	20.8
Québec										
Demande intérieure totale de produits pétroliers raffinés	20810	18637	16966	16000	15484	15069	14437	14527	15168	15561
Ajouter le GPL de raffineries	514	457	445	446	444	445	454	482	511	540
Retrancher les importations de produits	–521	–1225	–600	–600	–550	–575	–600	–400	–650	–800
Ajouter les exportations de produits	1299	942	1364	100	150	100	—	—	—	—
Retrancher les entrées nettes de transferts inter-régionaux	2061	1187	1874	1304	1084	1043	1069	1105	1158	1219
Ajouter l'accroissement/(réduction) de l'inventaire	–834	–942	–1146	–200	–9	–34	25	113	37	–316
Ajouter les pertes de produits et usage propre	1618	1307	1347	1255	1215	1182	1133	1140	1192	1229
Retrancher les profits de la raffinerie	–442	–472	–473	–426	–415	–401	–385	–396	–406	–405
Besoins de la raffinerie en charge d'alimentation	24282	20108	19777	17879	17403	16829	16133	16571	17010	17028
Quotidiennement	66.5	55.1	54.0	49.0	47.7	46.1	44.2	45.4	46.5	46.7
Retrancher les butanes des usines de gaz fournis aux raffineries	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Besoins de la raffinerie en pétrole brut et équivalents	24282	20108	19777	17879	17403	16829	16133	16571	17010	17028
Quotidiennement	66.5	55.1	54.0	49.0	47.7	46.1	44.2	45.4	46.5	46.7
Ontario										
Demande intérieure totale de produits pétroliers raffinés	25270	24537	23933	23748	22638	21775	21212	21675	22595	22661
Ajouter le GPL de raffineries	796	820	664	663	684	711	703	725	744	755
Retrancher les importations de produits	–349	–527	–378	–400	–300	–300	–300	–300	–300	–300
Ajouter les exportations de produits	2864	3943	2687	1200	1253	1372	1469	1693	991	900
Retrancher les entrées nettes de transferts inter-régionaux	–1449	–1022	–2044	–754	–705	–659	–670	–713	–760	–788

Tableau A7-34 (suite)

	Actuelle					Estimée				
	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005
Ontario (suite)										
Ajouter l'accroissement/(réduction) de l'inventaire	−1416	−679	−726	−122	−14	44	−74	205	−88	−259
Ajouter les pertes de produits et usage propre	2946	2486	2425	2401	2292	2209	2153	2200	2298	2311
Retrancher les profits de la raffinerie	−554	−520	−603	−608	−589	−574	−559	−582	−580	−574
Besoins de la raffinerie en charge d'alimentation	28218	28792	25958	26128	25259	24578	23935	24903	24900	24706
Quotidiennement	77.6	78.7	70.9	71.6	69.2	67.3	65.6	68.2	68.0	67.7
Retrancher les butanes des usines de gaz fournis aux raffineries	−108	−135	−154	−150	−145	−140	−145	−145	−150	−154
Besoins de la raffinerie en pétrole brut et equivalents	28110	28657	25804	25978	25114	24438	23790	24763	24750	24452
Quotidiennement	77.0	78.5	70.5	71.2	68.8	67.0	65.2	67.8	67.8	67.3
Prairies & Territoires du Nord-Ouest										
Demande intérieure totale de produits pétroliers raffinées	16537	15886	15807	15574	15420	15287	15137	15513	16728	18048
Ajouter le GPL de raffineries	542	602	507	501	498	494	491	507	548	588
Retrancher les importations de produits	−5	−3	—	—	—	—	—	—	—	—
Ajouter les exportations de produits	145	807	523	157	104	90	90	0	90	90
Retrancher les entrées nettes de transferts inter-régionaux	1108	1332	1353	1066	1068	1163	945	1052	1204	1176
Ajouter l'accroissement/(réduction) de l'inventaire	−251	−110	−819	−15	−35	15	−38	3	67	110
Ajouter les pertes de produits et usage propre	906	924	797	786	780	774	768	792	857	922
Retrancher les profits de la raffinerie	−401	−330	−347	−346	−341	−341	−333	−343	−373	−400
Besoins de la raffinerie en charge d'alimentation	18474	19108	17821	17723	17494	17482	17061	17614	19121	20534
Quotidiennement	51.2	53.1	48.7	48.6	47.9	47.9	46.8	48.3	52.2	56.3
Retrancher les butanes des usines de gaz fournis aux raffineries	717	795	−1030	−1000	−963	−992	−987	−1028	−1055	−1087
Besoins de la raffinerie en pétrole brut et équivalents	17757	18313	16731	16668	16471	16490	16074	16586	18066	19447
Quotidiennement	48.6	50.2	45.7	45.7	45.1	45.1	44.0	45.4	49.4	53.3

Tableau A7-34 (suite)

	Actuelle			Estimée					
	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005
	Colombie-Britannique & Yukon									
Demande intérieure totale de produits pétroliers raffinés	9438	8449	8952	8962	8800	8799	8893	9293	9896	10632
Ajouter le GPL de raffineries	229	256	155	155	152	152	155	162	173	186
Retrancher les importations de produits	–315	–202	–140	–90	–90	–90	–90	–90	–90	–90
Ajouter les exportations de produits	210	590	562	—	—	—	—	—	—	—
Retrancher les entrées nettes de transferts inter-régionaux	–919	–879	–862	–1034	–1034	–1128	–911	–1016	–1163	–1145
Ajouter l'accroissement /(réduction) de l'inventaire	14	–317	–197	–50	55	7	2	40	55	48
Ajouter les pertes de produits et usage propre	469	405	350	348	341	341	346	362	388	417
Retrancher les profits de la raffinerie	–172	–213	–212	–199	–197	–194	–201	–210	–222	–241
Besoins de la raffinerie en charge d'alimentation	9113	8345	8608	8092	8027	7888	8194	8541	9037	9807
Quotidiennement	25.0	22.6	23.5	22.2	22.0	21.6	22.4	23.4	24.7	26.9
Retrancher les butanes des usines de gaz fournis aux raffineries	43	48	60	55	60	60	60	60	60	60
Besoins de la raffinerie en pétrole brut et équivalents										
Quotidiennement	25.0	22.9	23.5	22.2	22.0	21.6	22.4	23.4	24.7	26.9

Tableau A7-35
Offre et demande de pétrole brut et d'équivalents pour le Canada
Projections de l'ONÉ

(Milliers de mètres cubes par jour)

	Actuelle		Estimée							
	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005
Offre intérieure										
Production et capacité de production actuelles										
Lourd	35.4	41.6[1]	49.7	50.7	51.1	52.1	39.1	46.1	51.7	59.2
Pétrole brut léger et moyen et équivalents	181.9	188.6[2]	199.7	190.2	177.5	168.5	161.9	182.4	171.2	157.4
Butanes des usines de gaz et autres	4.6	5.9	5.3	5.3	5.3	5.3	5.4	5.5	5.4	5.5
Offre intérieure totale de pétrole brut et d'équivalents	228.9	236.1	254.7	246.2	233.9	225.9	206.5	233.9	228.4	221.9
Besoins intérieurs en charge d'alimentation										
a) Des sources indigènes:										
Lourd	14.7	11.3	15.1	15.8	16.2	16.7	17.8	19.4	20.8	22.6
Pétrole brut léger et moyen et équivalents	177.6	177.9	169.7	163.3	158.3	153.9	148.7	179.7	171.2	157.4
Butanes des usines de gaz et autres	4.6	5.9	5.3	5.3	5.3	5.3	5.4	5.5	5.4	5.5
b) De sources étrangères	45.0	34.9	30.0	28.8	28.2	27.9	26.1	—	14.3	32.0
c) Inventaire en raffinerie (accroissement)/réduction	0.8	1.7	—	—	—	—	—	—	—	—
Besoins totaux en charge d'alimentation	242.7	231.7	220.2	213.2	208.0	203.9	198.1	204.5	211.7	218.3
Excédent de l'offre intérieure par rapport aux besoins intérieurs										
Lourd	20.7	30.3	34.6	34.9	34.9	35.4	21.3	26.7	30.9	36.6
Léger et moyen	4.3	10.7	30.0	26.9	19.2	14.6	13.2	2.7	—	—
Total	25.0	41.0	64.6	61.8	54.1	50.0	34.5	29.4	30.9	36.6

[1] La capacité de production était de 43.9 milliers de mètres cubes par jour
[2] La capacité de production était de 197.6 milliers de mètres cubes par jour

Tableau A7-35 (suite)

	Actuelle					Estimée				
	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005
1. Pétrole brut lourd										
Offre intérieure										
Production et capacité de production actuelles	35.4	41.6[1]	49.7	50.7	51.1	52.1	39.1	46.1	51.7	59.2
Besoins intérieurs en charge d'alimentation de sources indigènes										
Atlantique	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Québec	3.9	1.5	3.4	3.5	3.6	3.7	4.0	4.3	4.6	5.0
Ontario	7.0	5.7	6.5	6.9	7.0	7.2	7.4	7.8	8.3	8.9
Est du Canada	10.9	7.2	9.9	10.4	10.6	10.9	11.4	12.1	12.9	13.9
Prairies	3.9	4.5	5.1	5.3	5.5	5.7	6.3	7.2	7.8	8.6
Colombie-Britannique	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
Ouest du Canada	4.0	4.6	5.2	5.4	5.6	5.8	6.4	7.3	7.9	8.7
Canada	14.7	11.3	15.1	15.8	16.2	16.7	17.8	19.4	20.8	22.6
Excédent de l'offre par rapport aux besoins intérieurs	20.7	30.3	34.6	34.9	34.9	35.4	21.3	26.7	30.9	36.6
2. Pétrole brut léger et moyen et équivalents										
Offre intérieure										
Production et capacité de production actuelles										
Côte Est	—	—	—	—	—	—	—	34.0	34.0	34.0
Mer de Beaufort	—	—	—	—	—	—	—	10.0	10.0	10.0
Ouest du Canada	181.9	188.6	199.7	190.2	177.5	168.5	161.9	131.4	128.2	114.4
Canada	181.1	188.6	199.7	190.2	177.5	168.5	161.9	182.4	171.2	157.4

Tableau A7-35 (suite)

Besoins intérieurs en charge d'alimentation, de sources d'approvisionnement indigènes

Atlantique	3.7	7.8	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	19.2	20.3	20.8
Québec	35.4	32.4	34.1	29.0	27.6	25.9	23.7	40.6	27.1	13.2
Ontario	68.2	70.6	62.1	62.4	59.9	57.8	55.8	58.0	57.4	51.8
Est du Canada	107.3	110.8	105.2	100.4	96.5	92.7	88.5	117.8	104.8	85.5
Prairies	45.7	45.9	41.6	41.3	40.4	40.2	38.4	39.1	42.3	45.6
Colombie-Britannique	24.7	21.7	22.9	21.6	21.4	21.0	21.8	22.8	24.1	26.3
Ouest du Canada	70.4	67.6	64.5	62.9	61.8	61.2	60.2	61.9	66.4	71.9
Canada	177.6	177.9	169.7	163.3	158.3	153.9	148.7	179.7	171.2	157.4
Excédent de l'offre par rapport aux besoins intérieurs	4.3	10.7	30.0	26.9	19.2	14.6	13.2	2.7	—	—

Tableau A8-1
Données historiques – Production de liquides de gaz naturel

(Milliers de mètres cubes par jour)

		1960	1961	1962	1963	1964	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971
Éthane	–Usine de gaz[1]	—	—	—	—	—	—	—	—	.1	.3	.4	1.0
Propane	–Usine de gaz[1]	1.0	1.3	1.6	1.8	3.0	4.6	5.6	6.4	7.1	8.2	9.8	12.2
	–Raffineries[2]	.7	.9	.9	1.9	1.7	1.7	1.9	2.0	2.0	2.1	2.3	2.3
	–Total	1.7	2.2	2.5	3.7	4.7	6.3	7.5	8.4	9.1	10.3	12.1	14.5
Butanes	–Usine de gaz[1]	.8	1.0	1.2	1.4	2.5	3.1	3.7	4.2	4.8	5.2	6.4	8.0
	–Raffineries[2]	.6	.8	.8	1.6	1.4	1.6	1.8	1.7	1.6	1.5	1.2	.7
	–Total	1.4	1.8	2.0	3.0	3.9	4.7	5.5	5.9	6.4	6.7	7.6	8.7
Pentanes Plus	–Usines de gaz[1]	1.3	2.4	4.6	8.1	10.6	11.9	12.4	13.0	14.1	16.6	19.0	20.6

		1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982
Éthane	–Usine de gaz[1]	.9	1.1	1.7	1.7	1.5	1.8	4.8	10.8	13.1	13.8	12.7
Propane	–Usine de gaz[1]	14.5	16.4	16.3	17.0	16.2	16.3	15.5	16.9	16.2	15.8	15.8
	–Raffineries[2]	2.3	2.6	2.6	3.1	3.5	3.7	3.6	3.5	3.8	3.7	3.2
	–Total	16.8	19.0	18.9	20.1	19.7	20.0	19.1	20.4	20.0	19.5	19.0
Butanes	–Usine de gaz[1]	9.6	10.8	11.0	11.2	10.8	10.9	10.1	10.9	10.2	9.8	9.8
	–Raffineries[2]	.4	.7	.9	1.0	1.0	1.4	1.5	1.9	2.3	2.9	2.5
	–Total	10.0	11.5	11.9	12.2	11.8	12.3	11.6	12.8	12.5	12.7	12.3
Pentanes Plus	–Usine de gaz[1]	26.4	27.1	26.0	24.4	21.4	21.1	19.0	18.8	17.0	16.4	16.1

[1] Les données sur la production provinciale de LGN à partir d'usines de gaz ont été redressées à la hausse afin de tenir compte d'une esimation pour chacune des composantes des liquides de gaz qui font partie des mélanges injectés dans les fluides miscibles, ou d'autres procédés d'injection. La production d'éthane aux fins de spécification n'a commencé qu'en 1974.

[2] L'usage propre n'a pas été comptabilisé dans la production de la raffinerie. Source: Statistique Canada 1960-1974.
Résumés des formulaires ONÉ 145, 1975-1982: seuls les totaux pour les GPL de 1970-1974 sont disponibles.
Les statistiques ci-dessus supposent que le propane représente 54 pour cent et les butanes, 46 pour cent, pendant la période de 1960-1964.

Tableau A8-2
Production de liquides de gaz naturel
Projections de l'ONÉ

(Milliers de mètres cubes par jour)

	Éthane	Propane				Butanes				Pentanes Plus		
Année	Total	Usines de gaz	Raffineries	Zones pionnières	Total	Usines de gaz	Raffineries	Zones pionnières	Total	Usines de gaz	Zones pionnières	Total
1983	13.5	15.2	3.5	.0	18.7	9.5	2.6	.0	12.1	15.1	.0	15.1
1984	17.4	15.4	3.4	.0	18.8	9.6	2.5	.0	12.1	14.9	.0	14.9
1985	21.7	16.7	3.3	.0	20.0	10.4	2.4	.0	12.8	15.9	.0	15.9
1986	26.5	17.9	3.2	.0	21.1	11.0	2.3	.0	13.3	16.4	.0	16.4
1987	28.6	20.1	3.2	.0	23.3	12.2	2.3	.0	14.5	18.0	.0	18.0
1988	28.3	20.5	3.2	.0	23.7	12.4	2.3	.0	14.7	18.1	.0	18.1
1989	28.1	21.3	3.1	.0	24.4	12.9	2.3	.0	15.2	18.2	.0	18.2
1990	27.9	21.1	3.1	1.3	25.5	12.6	2.2	.8	15.6	17.5	1.9	19.4
1991	27.5	20.5	3.1	1.3	24.9	12.2	2.2	.8	15.2	16.7	1.9	18.6
1992	27.1	19.9	3.1	1.3	24.3	11.8	2.2	.8	14.8	16.2	1.9	18.1
1993	26.3	19.2	3.2	1.3	23.7	11.4	2.3	.8	14.5	15.6	1.9	17.5
1994	25.5	18.5	3.2	1.3	23.0	11.0	2.3	.8	14.1	15.0	1.9	16.9
1995	24.6	17.8	3.2	1.3	22.3	10.5	2.3	.8	13.6	14.5	1.9	16.4
1996	24.0	17.2	3.2	1.3	21.7	10.1	2.3	.8	13.2	14.0	1.9	15.9
1997	23.2	16.5	3.2	1.3	21.0	9.7	2.3	.8	12.8	13.3	1.9	15.2
1998	22.3	15.7	3.2	1.3	20.2	9.2	2.3	.8	12.3	12.8	1.9	14.7
1999	20.7	15.0	3.3	1.3	19.6	8.8	2.3	.8	11.9	12.0	1.9	13.9
2000	19.1	14.3	3.3	1.3	18.9	8.3	2.4	.8	11.5	11.4	1.9	13.3
2001	18.6	13.9	3.3	1.3	18.5	8.0	2.4	.8	11.2	11.1	1.9	13.0
2002	17.5	13.4	3.3	1.3	18.0	7.8	2.4	.8	11.0	10.6	1.9	12.5
2003	17.5	13.5	3.3	1.3	18.1	7.8	2.4	.8	11.0	10.7	1.9	12.6
2004	17.6	13.7	3.4	1.3	18.4	7.9	2.4	.8	11.1	10.8	1.9	12.7
2005	17.6	13.9	3.4	1.3	18.6	8.0	2.4	.8	11.2	10.8	1.9	12.7

Tableau A8-3
Approvisionnement d'éthane des usines de gaz
Comparaison des points de vue des intervenants

(Milliers de mètres cubes par jour)

	1983	1984	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005
Amoco	13.7	15.6	18.1	20.3	21.4	25.3	25.8	25.2	22.1
Dome – Faible[1]	13.6	17.7	19.4	22.7	25.0	30.8	33.1	34.3	35.2
Dome – Forte[1]	13.6	17.7	18.6	21.7	24.5	31.6	32.0	35.0	36.6
EUPC	13.8	16.0	16.2	22.2	—	24.4	22.9	—	—
Gulf[1]	—	17.5	19.1	25.4	27.0	27.0	28.6	27.0	—
Impériale[2]	15.8	18.0	19.0	24.1	28.7	30.7	26.9	21.7	—
Husky/NOVA[3]	12.1	13.7	15.0	15.5	15.6	17.4	18.6	20.5	19.7
Petro-Canada[2]	14.4	14.4	14.8	15.3	16.3	16.3	14.9	14.2	14.1
Shell	–	19.1	22.5	23.9	23.6	22.6	22.9	23.1	—
ONÉ	13.5	17.4	21.7	26.5	28.6	27.9	24.6	19.1	17.6

[1] Inclut la production des fluides miscibles reproduits et des zones pionnières.
[2] Inclut la production des zones pionnières.
[3] Approvisionnement des installations de retraitement de l'Alberta seulement.

Tableau A8-4
Approvisionnement en propane des usines de gaz[5]
Comparaison des points de vue des intervenants

(Milliers de mètres cubes par jour)

	1983	1984	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005
C.-B.[1]	.2	.2	.2	.2	.2	.2	.2	.2	.1
Amoco[3]	15.7	15.9	16.3	16.5	17.0	19.5	20.5	19.4	16.3
Dome – Faible[2]	15.1	17.0	17.5	18.3	18.4	18.1	19.3	17.9	15.0
Dome – Forte[2]	15.1	17.0	17.5	18.2	18.2	17.5	18.5	18.5	15.2
Gulf[2]	—	17.0	17.0	18.6	18.6	20.2	21.7	20.2	—
Impériale[3]	15.5	15.8	15.8	16.9	18.3	18.3	16.1	14.2	—
Petro-Canada[3]	15.1	15.1	15.6	16.1	17.1	18.3	17.0	16.6	15.9
Shell[4]	–	13.3	13.1	13.2	13.2	12.9	12.1	13.5	—
ONÉ[3]	15.2	15.4	16.7	17.9	20.1	22.4	19.1	15.6	15.2

[1] La Colombie-Britannique seulement.
[2] Inclut la production des fluides miscibles reproduits et des zones pionnières.
[3] Inclut la production des zones pionnières.
[4] L'Alberta seulement.
[5] Comprend les installations de retraitement.

Tableau A8-5
Approvisionnement en butanes des usines de gaz[4]
Comparaison des points de vue des intervenants

(Milliers de mètres cubes par jour)

	1983	1984	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005
C.-B.[5]	.3	.3	.3	.3	.3	.3	.3	.3	.2
Amoco	9.8	9.9	10.0	9.9	10.2	11.5	12.2	11.3	9.4
Dome – Faible[1]	9.6	10.6	10.9	11.1	10.9	10.4	10.3	9.3	7.6
Dome – Forte[1]	9.6	10.6	10.9	11.0	10.8	10.0	9.9	9.8	8.1
Gulf[1]	—	7.4	7.4	7.4	7.4	9.0	9.0	7.4	—
Impériale[2]	9.7	10.0	9.9	10.3	11.0	10.9	9.4	7.7	—
Petro-Canada[2]	9.0	9.0	9.2	9.4	9.9	10.4	9.6	9.3	8.7
Shell[3]	—	8.0	7.9	7.9	7.9	7.5	7.1	8.1	—
ONÉ[2]	9.5	9.6	10.4	11.0	12.2	13.4	11.3	9.1	8.8

[1] Inclut la production des fluides miscibles reproduits et des zones pionnières.
[2] Inclut les zones pionnières.
[3] L'Alberta seulement.
[4] Inclut les installations de retraitement.
[5] La Colombie-Britannique seulement.

Tableau A8-6
Approvisionnement en pentanes plus des usines de gaz[5]
Comparaison des points de vue des intervenants

(Milliers de mètres cubes par jour)

	1983	1984	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005
AERCB[1]	14.9	14.4	14.5	14.6	14.6	15.0	14.5	11.2	7.4
C.-B.[2]	.5	.5	.5	.5	.5	.5	.5	.5	.4
Amoco[3]	14.0	13.4	13.6	14.4	14.8	15.0	15.4	18.0	19.5
APC	—	13.0	14.0	14.0	14.0	14.0	10.0	—	—
Dome – Faible[4]	16.0	16.9	17.5	18.0	18.2	16.6	17.3	14.6	12.3
Dome – Forte[4]	16.0	16.9	17.5	18.0	18.0	16.0	16.5	16.2	13.5
EUPC	15.0	16.0	16.0	16.0	15.0	14.0	14.0	14.0	12.0
Gulf	14.3	14.3	12.7	12.7	11.1	9.5	7.9	6.4	—
Impériale[4]	15.2	15.2	15.2	15.5	16.6	16.9	16.8	16.1	—
Petro-Canada[4]	15.0	15.8	16.2	16.5	16.6	18.2	14.5	12.8	9.1
Shell	—	15.0	14.3	13.6	13.2	12.0	11.2	12.6	—
Texaco	14.9	14.9	15.9	15.9	14.8	10.3	9.5	—	—
ONÉ[4]	15.1	14.9	15.9	16.4	18.0	19.4	16.4	13.3	12.7

[1] L'Alberta seulement.
[2] La Colombie-Britannique seulement.
[3] Prévision de l'approvisionnement de l'Alberta. On présume que les réserves des zones pionnières s'ajouteront aux possibilités de livraison de l'Alberta après l'an 2000.
[4] Inclut les zones pionnières.
[5] Inclut les installations de retraitement.

Tableau A8-7
Approvisionnement en propane des raffineries
Comparaison des points de vue des intervenants

(Milliers de mètres cubes par jour)

	1983	1984	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005
Amoco	3.2	3.4	3.7	3.7	3.8	4.1	4.5	4.9	5.5
Dome – Faible	3.9	4.0	4.2	4.2	4.3	4.4	3.8	3.8	3.0
Dome – Forte	3.9	4.0	4.1	4.1	4.0	3.9	3.3	2.7	2.4
Impériale	4.3	4.3	4.3	4.0	3.8	3.5	3.5	3.5	—
Petro-Canada	3.4	3.4	3.5	3.6	3.6	3.7	3.7	4.1	4.3
ONÉ	3.5	3.4	3.3	3.2	3.2	3.1	3.2	3.3	3.4

Tableau A8-8
Approvisionnement en butanes des raffineries
Comparaison des points de vue des intervenants

(Milliers de mètres cubes par jour)

	1983	1984	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005
Amoco	2.5	2.8	3.5	3.5	3.6	3.8	4.2	4.6	5.1
Dome – Faible	4.2	4.1	4.3	4.4	4.6	4.7	4.0	3.4	3.0
Dome – Forte	4.2	4.1	4.1	4.2	4.3	4.1	3.4	2.7	2.4
Impériale	2.7	2.7	2.7	2.6	2.6	2.7	2.7	2.7	—
Petro-Canada	2.5	2.5	2.4	2.4	2.4	2.3	2.3	2.2	2.3
ONÉ	2.6	2.5	2.4	2.3	2.3	2.2	2.3	2.4	2.4

Tableau A8-9
Production d'éthane par usines de gaz
Projections de l'ONÉ

(Mètres cubes par jour)

	1983	1984	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005
Alberta									
Cochrane	3918	5000	5500	6000	6000	6000	4600	1600	600
Edmonton Ethane	1465	1470	1000	1700	1700	1800	1200	1200	1200
Elmworth	0	0	1000	1385	1300	1100	800	545	375
Empress	6283	9000	10700	13600	16000	16000	16000	13800	13900
Judy Creek	0	0	1600	2030	1990	1720	1000	800	675
Jumping Pound	198	400	375	350	330	265	200	160	80
Rainbow	682	660	640	630	560	400	220	180	200
Waterton	656	650	605	565	530	430	300	210	100
Autres	200	190	180	170	160	140	205	570	390
Total pour l'Alberta	**13402**	**17370**	**21600**	**26430**	**28570**	**27855**	**24525**	**19065**	**17520**
Total pour le Saskatchewan	**55**	**55**	**52**	**50**	**48**	**44**	**38**	**34**	**31**
Total pour le Canada	**13457**	**17425**	**21652**	**26480**	**28618**	**27899**	**24563**	**19099**	**17551**

Tableau A8-10
Production de propane par usines de gaz
Projections de l'ONÉ

(Mètres cubes par jour)

	1983	1984	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005
Total pour la Colombie-Britannique	171	167	200	600	725	725	725	725	725
Alberta									
des usines existantes	79	69	59	51	44	28	14	0	0
Acheson (ICG)	27	26	24	23	21	17	12	8	6
Ante Creek (Amoco)	25	26	24	21	19	13	7	4	2
Bigoray (Chevron)	1278	994	800	670	553	411	277	655	420
Bonnie Glen (Texaco)	74	80	86	78	65	37	15	6	1
Brazeau (Petro-Canada)	110	110	110	110	108	105	77	46	27
Caroline (toutes les usines)	295	278	256	231	222	188	76	18	11
Carson Creek (Mobil)	235	209	196	190	168	118	69	38	24
Carstairs (Dome)	102	102	103	104	101	95	82	50	30
Cranberry (Dome)	113	106	95	85	76	54	31	14	7
Crossfield (Petrogas)	0	0	300	400	374	308	225	153	106
Elmworth (Cdn Hunter)	167	161	156	142	129	98	62	39	22
Ferrier (Almerada)	23	22	20	18	17	13	8	5	3
Ferrier (Texas-Pacific)	70	61	45	33	25	12	0	0	0
Garrington (toutes les usines)	20	21	21	21	21	18	12	8	5
Ghost Pine (Gulf)	101	98	95	91	86	70	53	34	22
Gilby (toutes les usines)	117	120	122	123	124	119	100	13	3
Golden Spike (Esso)	375	412	440	439	437	422	311	135	59
Harmattan-Elkton (Cdn Sup.)	995	918	794	686	600	432	232	142	55
Homeglen Rimbey (Gulf)	47	52	52	52	52	52	52	52	40
Hussar (Canterra)	1500	1475	1420	1367	1220	1100	600	510	475
Judy Creek (Esso)	144	143	142	138	132	110	83	66	52
Jumping Pound (Shell)	170	180	170	153	139	109	72	48	33
Kaybob (Petro-Canada)	400	359	379	386	371	306	178	89	45
Kaybob South (Chevron)	300	248	200	170	137	74	24	14	0
Kaybob South (Dome)	16	16	15	13	12	9	5	3	2
Leaman (Dome)	74	64	63	57	89	115	85	17	0
Leduc-Woodbend (Esso)	237	201	147	125	104	79	53	37	27
Mitsue (Chevron)	28	25	22	19	16	10	5	2	0
Morinville (Norcen)	17	12	9	7	5	0	0	0	0
Nevis (Chevron)	319	295	265	237	189	112	70	48	31
Nevis (Gulf)	136	125	114	105	95	72	45	28	17
Nipisi (Amoco)	23	25	27	30	30	30	23	16	10
Niton (Esso)	36	33	31	29	27	22	16	11	8
Olds (Amerada)	152	142	132	115	100	66	31	14	0
Paddle R (Cities Service)	43	44	45	45	44	42	39	32	25
Peco (Ocelot)	100	90	85	80	75	65	50	40	28
Pembina (Amoco)	85	85	80	67	56	19	7	3	0
Pembina (Chevron)	15	14	13	12	11	9	7	5	3
Pembina (Cities Service)	25	24	24	23	22	20	17	14	12
Pembina (Texaco)	69	68	67	64	61	54	44	31	22
Quirk Creek (Esso)	850	825	800	790	703	498	278	229	250
Rainbow (toutes les usines)	76	56	43	34	27	15	7	4	0
Redwater (Esso)	225	216	207	199	190	166	131	123	69
Ricinus (Amoco)	25	19	13	10	7	0	0	0	0
Simonette (Shell)	64	59	54	50	45	32	19	6	0
Strachan (Gulf)	56	52	49	46	43	36	27	21	16
Swan Hills (Shell)	55	55	53	48	44	32	20	12	7
Sylvan Lake (Chevron)	91	94	97	86	74	47	22	10	5
Sylvan Lake (Dome)	69	62	56	51	47	39	23	18	14
Turner Valley (W Decalta)	29	28	28	28	27	24	17	10	6
Twinning (Mobil)	295	285	280	275	267	207	129	89	66
Waterton (Shell)									
Wayne Rosedale (toutes les usines)	50	48	45	37	34	23	14	9	7
Willesden Green (Dome)	56	53	50	47	44	37	27	20	14
Willesden Green (Texaco)	15	15	16	16	16	16	16	12	5
Autres usines sur place	90	89	84	80	75	57	42	30	16
Cochrane	1066	1100	1100	1100	1100	1100	500	130	100
Edmonton Ethane	781	780	710	1100	1100	1175	775	775	750
Empress	2820	3200	3900	4200	5200	5700	5900	4500	4550
Total partiel	**14855**	**14569**	**14833**	**15007**	**15220**	**14237**	**11116**	**8446**	**7508**

Tableau A8-10 (suite)

	1983	1984	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005
Production des usines sur place à partir des réserves non engagées et des additions aux réserves	0	491	1476	2131	4050	6033	5892	5030	5586
Total pour l'Alberta	14855	15060	16309	17138	19270	20270	17008	13476	13094
Total pour la Saskatchewan	150	146	142	137	133	122	105	90	77
Total pour le Canada	15176	15373	16651	17875	20128	21117	17838	14291	13896

Tableau A8-11
Production de butanes par usines de gaz
Projections de l'ONÉ

(Mètres cubes par jour)

	1983	1984	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005
Total pour la Colombie-Britannique	**20**	**215**	**250**	**400**	**440**	**440**	**440**	**440**	**440**
Alberta									
des usines existantes									
Acheson (ICG)	39	34	29	25	22	14	7	0	0
Ante Creek (Amoco)	21	20	19	17	16	13	9	7	5
Bigoray (Chevron)	10	10	10	9	8	5	3	1	1
Bonnie Glen (Texaco)	574	489	423	370	327	259	161	343	238
Brazeau (Petro-Canada)	42	45	48	44	36	20	8	3	1
Caroline (toutes les usines)	127	127	125	121	117	108	80	47	28
Carson Creek (Mobil)	187	180	165	156	144	120	49	15	6
Carstairs (Dome)	167	150	165	144	125	83	46	22	14
Cranberry (Dome)	55	58	61	65	65	65	60	37	22
Crossfield (Petrogas)	87	78	70	63	57	41	24	11	5
Elmworth (Cdn Hunter)	0	0	100	140	135	110	80	54	36
Ferrier (Almerada)	87	80	73	67	61	46	29	18	10
Ferrier (Texas-Pacific)	25	24	22	20	18	13	8	5	3
Garrington (toutes les usines)	44	33	25	18	14	6	0	0	0
Ghost Pipe (Gulf)	39	42	42	42	42	35	23	15	10
Gilby (toutes les usines)	78	74	71	67	62	48	32	21	12
Golden Spike (Esso)	66	65	64	63	62	57	47	7	1
Harmattan-Elkton (Cdn. Sup.)	277	294	317	315	313	298	211	92	40
Homeglen Rimbey (Gulf)	576	558	478	408	350	239	106	63	25
Hussar (Canterra)	42	46	46	46	46	46	46	46	36
Judy Creek (Esso)	1000	859	751	697	622	569	306	270	250
Jumping Pound (Shell)	116	116	117	113	108	90	67	54	44
Kaybob (Petro-Canada)	116	104	92	83	75	57	37	25	18
Kaybob South (Chevron)	422	368	390	396	381	314	183	91	45
Kaybob South (Dome)	390	330	260	216	175	78	15	9	0
Leaman (Dome)	4	4	3	3	3	2	1	1	1
Leduc-Woodbend (Esso)	89	85	84	76	119	153	113	23	0
Mitsue (Chevron)	229	195	142	121	101	77	51	36	26
Morinville (Norcen)	17	15	13	11	10	6	3	1	0
Nevis (Chevron)	15	11	8	6	5	0	0	0	0
Nevis (Gulf)	213	200	184	166	137	90	68	47	29
Nipisi (Amoco)	144	133	121	110	99	74	45	27	16
Niton (Esso)	31	33	36	40	40	40	31	21	14
Olds (Amerada)	27	25	23	22	20	17	12	8	6
Paddle R (Cities Service)	73	69	60	52	46	30	14	7	0
Peco (Ocelot)	15	16	16	16	16	15	14	12	10
Pembina (Amoco)	90	80	66	60	55	44	31	28	20
Pembina (Chevron)	40	40	37	31	27	9	3	2	0
Pembina (Cities Service)	15	14	13	12	11	9	7	5	3
Pembina (Texaco)	21	21	20	19	19	17	14	12	10
Quirk Creek (Esso)	48	47	47	45	43	38	31	22	15
Rainbow (toutes les usines)	700	692	621	551	490	351	201	165	180
Redwater (Esso)	59	45	36	29	24	15	8	5	0
Ricinus (Amoco)	146	140	134	129	124	108	86	80	44
Simonette (Shell)	16	11	8	6	4	0	0	0	0
Strachan (Gulf)	75	68	63	58	52	38	23	8	0
Swan Hills (Shell)	33	31	29	27	25	21	16	13	10
Sylvan Lake (Chevron)	36	36	35	32	29	22	14	8	5
Sylvan Lake (Dome)	54	59	64	57	49	30	14	6	3
Turner Valley (W Decalta)	53	45	39	34	30	22	9	7	6
Twinning (Mobil)	54	54	54	54	53	49	40	26	16
Waterton (Shell)	257	225	195	182	169	128	76	51	34
Wayne Rosedale (toutes les usines)	39	38	36	31	28	20	14	9	7
Willesden Green (Dome)	45	42	40	37	35	29	21	16	12
Willesden Green (Texaco)	10	10	10	10	10	10	10	7	4
Autres usines sur place	89	84	79	74	69	58	42	31	23
Cochrane	379	396	396	396	396	396	178	47	36
Edmonton Ethane	330	330	298	464	464	494	325	325	315
Empress	1157	1350	1700	1850	2300	2550	2650	2000	2025
Total partiel	**9190**	**8828**	**8673**	**8516**	**8483**	**7696**	**5802**	**4312**	**3720**

Tableau A8-11 (suite)

	1983	1984	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005
Production d'usines sur place à partir des réserves non engagées et des additions aux réserves	0	463	1335	1953	3230	4373	4226	3517	3802
Total pour l'Alberta	**9190**	**9291**	**10008**	**10469**	**11713**	**12069**	**10028**	**7829**	**7522**
Total pour la Saskatchewan	**98**	**95**	**92**	**89**	**87**	**79**	**68**	**58**	**50**
Total pour le Canada	**9508**	**9601**	**10350**	**10958**	**12240**	**12588**	**10536**	**8327**	**8012**

Tableau A8-12
Production de pentanes plus par usines de gaz
Projections de l'ONÉ

(Mètres cubes par jour)

	1983	1984	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005
Des usines existantes									
Colombie-Britannique									
Total	**312**	**305**	**365**	**400**	**425**	**387**	**333**	**286**	**245**
Alberta									
Bow River Pipelines									
Cessford (Dome)	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Empress (Petro-Canada)	271	305	305	305	305	305	305	305	305
Provost	35	33	31	29	28	23	17	13	9
Wayne Rosedale (toutes les usines)	65	61	56	52	49	39	27	19	12
Autres	56	54	51	46	42	32	19	11	7
Total	**437**	**463**	**453**	**442**	**434**	**409**	**378**	**358**	**343**
Co-Ed Pipe Line									
Caroline (Altana)	33	35	33	31	29	24	18	9	5
Caroline (Dome)	114	111	108	105	102	90	75	60	45
Cochrane	186	171	180	209	223	267	132	48	18
Edmonton Ethane	106	110	100	120	120	120	110	105	100
Empress (Dome)	220	235	265	302	455	535	560	385	445
Empress (Wolcott)	0	0	50	50	50	50	50	0	0
Ferrier (5 usines)	98	90	82	74	68	54	37	25	17
Garrington (3 usines)	23	17	13	10	7	1	0	0	0
Leduc-Woodbend	42	36	35	32	50	65	48	10	0
Minnehik-Buck Lake	72	95	95	95	95	95	51	24	0
Niton (Esso)	72	77	81	86	86	86	51	30	18
Quirk Creek	62	61	60	57	54	46	38	26	18
Ricinus	270	269	248	238	227	198	166	146	82
Ricinus West (Canterra)	106	102	95	88	81	65	48	35	19
Strachan (Gulf)	329	295	266	240	217	159	96	34	0
Autres	24	22	21	20	19	16	13	11	8
Total	**1757**	**1726**	**1732**	**1757**	**1883**	**1871**	**1493**	**948**	**775**

Tableau A8-12 (suite)

	1983	1984	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005
Cremona Pipeline									
Burnt Timber	49	49	49	47	43	34	23	17	11
Carstairs	292	254	277	236	199	117	58	32	20
Crossfield (Petrogas)	157	136	121	107	96	67	37	0	0
Crossfield East	12	8	6	5	4	2	1	0	0
Harmattan (Canadian Superior)	467	501	539	538	537	518	392	170	74
Lone Pine Creek (Cdn. Sup.)	19	17	16	14	13	10	6	4	3
Lone Pine Creek (Dome)	82	83	85	82	80	74	40	13	9
Olds (Amerada)	68	63	59	55	52	42	30	0	0
Autres	12	11	11	10	10	8	6	4	2
Total	**1158**	**1122**	**1163**	**1094**	**1034**	**872**	**593**	**240**	**119**
Federated Pipe Lines									
Total	**3**	**3**	**3**	**3**	**3**	**3**	**3**	**3**	**3**
Gibson Petroleum									
Acheson	24	21	18	16	13	9	4	0	0
Leaman	9	9	8	8	7	5	3	2	1
Okotoks	15	15	15	15	15	15	13	7	4
Paddle River	29	28	25	22	20	14	7	0	0
Wilson Creek	16	16	15	14	13	11	9	7	6
Worsley	2	2	2	2	2	2	2	2	1
Autres	31	31	31	31	31	29	27	21	15
Total	**126**	**122**	**114**	**108**	**101**	**85**	**65**	**39**	**27**
Gulf Alberta Pipe Line									
Hussar (Canterra)	27	30	30	30	30	30	30	30	23
Nevis (Chevron)	24	18	13	10	7	0	0	0	0
Nevis (Gulf)	145	142	126	101	84	55	42	30	19
Autres	62	60	55	50	46	41	37	32	27
Total	**258**	**250**	**224**	**191**	**167**	**126**	**109**	**92**	**69**
Impériale Pipe Line – Ellerslie									
Golden Spike	47	46	44	40	36	29	22	3	0
Morinville	17	15	13	11	10	6	3	0	0
Total	**64**	**61**	**57**	**51**	**46**	**35**	**25**	**3**	**0**
Impériale Pipe Line – Leduc									
Judy Creek	570	480	410	356	317	233	154	207	131
Total	**570**	**480**	**410**	**356**	**317**	**233**	**154**	**207**	**131**

Tableau A8-12 (suite)

	1983	1984	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005
Impériale Pipe Line – Redwater									
Redwater	38	29	23	19	15	9	5	3	0
Total	**38**	**29**	**23**	**19**	**15**	**9**	**5**	**3**	**0**
Murphy Oil									
Total	**10**	**13**	**14**	**14**	**13**	**12**	**8**	**6**	**3**
Peace River Oil Pipe Line									
Carson Creek	197	184	175	164	155	122	53	21	7
Dunvegan	89	100	110	110	105	85	41	19	0
Gold Creek	90	94	87	81	75	65	52	52	50
Greencourt	14	16	15	15	15	12	6	3	0
Josephine	38	33	29	26	24	18	12	11	10
Kaybob	84	75	67	60	55	42	28	18	12
Kaybob South (Chevron)	1900	1605	1697	1727	1661	1368	796	331	140
Kaybob South (Dome)	1576	1433	1301	1263	905	342	0	0	0
Simonette (Shell)	44	40	37	34	31	24	22	0	0
Sturgeon Lake South	70	65	61	56	52	42	28	19	13
Whitecourt	27	27	27	26	25	21	17	13	10
Windfall	402	302	221	348	329	169	74	49	42
Autres	30	28	26	25	24	20	16	12	9
Total	**4561**	**4002**	**3853**	**3935**	**3456**	**2330**	**1145**	**548**	**293**
Pembina Pipe Line									
Brazeau (Canterra)	45	41	37	34	31	24	16	11	7
Brazeau (Dome)	140	146	152	158	158	128	67	38	22
Brazeau (Petro-Canada)	22	24	26	24	20	11	4	2	0
Peco	30	29	28	27	24	24	23	21	18
Willesden Green (Total)	44	39	35	30	27	18	13	6	3
Autres	40	35	32	29	26	19	12	5	2
Total	**321**	**314**	**310**	**302**	**286**	**224**	**135**	**83**	**52**
Rainbow Pipe Line									
Cranberry (Total)	292	295	296	296	296	296	266	164	101
Mitsue	83	72	64	58	52	40	27	19	14
Nipisi	89	82	74	68	62	47	29	18	11
Rainbow (Total)	351	331	299	268	240	179	109	141	286
Swan Hills (Shell)	15	14	13	12	11	10	0	0	0
Total	**830**	**794**	**746**	**702**	**661**	**572**	**431**	**342**	**412**

Tableau A8-12 (suite)

	1983	1984	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005
Rangeland Pipe Line									
Caroline (Dome)	85	84	81	79	76	71	46	27	16
Ferrier (Amerada)	64	59	54	49	45	34	21	13	0
Gilby (Texaco)	62	58	54	50	45	34	19	12	0
Gilby (autres)	97	93	90	87	80	65	48	26	16
Innisfail	31	26	23	20	17	11	5	2	0
Sylvan Lake (Chevron)	33	33	32	29	27	21	14	8	0
Sylvan Lake (Dome)	46	48	51	46	39	24	11	6	0
Sylvan Lake (autres)	52	49	45	40	36	27	19	13	7
Waterton	903	858	900	977	879	585	358	253	154
Wimborne	16	14	12	10	8	5	2	1	0
Autres	90	17	16	15	13	10	8	6	4
Total	**1479**	**1339**	**1358**	**1402**	**1265**	**887**	**551**	**367**	**197**
Rimbey Pipe Line									
Homeglen-Rimbey	792	752	630	524	440	279	111	65	24
Total	**792**	**752**	**630**	**524**	**440**	**279**	**111**	**65**	**24**
Texaco Exploration									
Bonnie Glen	679	598	534	480	437	340	245	454	239
Total	**679**	**598**	**534**	**480**	**437**	**340**	**245**	**454**	**239**
Valley Pipe Line									
Jumping Pound	381	375	365	356	348	323	262	203	139
Turner Valley	45	38	32	27	23	14	4	3	2
Wildcat Hills	52	57	61	61	61	61	53	32	19
Total	**478**	**470**	**458**	**444**	**432**	**398**	**319**	**238**	**160**

Tableau A8-12 (suite)

	1983	1984	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005
				Camions et wagon-citernes					
Edson	153	153	148	139	131	111	78	49	10
Elmworth (Total)	130	127	236	278	262	220	156	103	69
Pembina (Amoco)	142	139	135	130	125	110	89	72	59
Pembina (Chevron)	520	434	299	216	154	80	60	40	20
Rosevear (Shell)	29	29	29	29	29	29	26	12	6
Rosevear (Suncor)	19	19	19	19	19	17	11	8	5
Sundance (Dome)	26	23	20	17	15	10	5	2	2
Twinning (Mobil)	23	22	22	21	20	18	12	7	5
Vulcan	27	24	22	20	18	14	8	5	3
Autres	91	88	85	83	79	71	55	45	38
Total	**1160**	**1058**	**1015**	**952**	**852**	**680**	**500**	**343**	**217**
Total partiel	**14721**	**13596**	**13097**	**12776**	**11842**	**9365**	**6270**	**4339**	**3064**
Production d'usines sur place provenant des réserves non engagées et des additions aux réserves	0	962	2349	3136	5677	7748	7858	6761	7454
Total pour l'Alberta	**14721**	**14558**	**15446**	**15912**	**17519**	**17113**	**14128**	**11100**	**10518**
				Saskatchewan					
Total pour la Saskatchewan	**46**	**44**	**43**	**42**	**41**	**37**	**32**	**27**	**23**
				Canada					
Total pour le Canada	**15079**	**14907**	**15854**	**16354**	**17985**	**17537**	**14493**	**11413**	**10786**

Tableau A8-13
Production de propane des raffineries
Projections de l'ONÉ

(Mètres cubes par jour)

	1983	1984	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005
Atlantique	247	257	245	239	236	224	221	230	250
Québec	788	790	718	698	675	648	665	681	684
Ontario	1154	1067	1082	1041	1013	986	1026	1023	981
Prairies	942	892	891	880	878	857	886	959	1033
Colombie-Britannique	387	424	388	383	380	395	412	432	470
Total pour le Canada	**3518**	**3430**	**3324**	**3241**	**3182**	**3110**	**3210**	**3325**	**3418**

Tableau A8-14
Production de butanes des raffineries
Projections de l'ONÉ

(Mètres cubes par jour)

	1983	1984	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005
Atlantique	210	187	178	174	172	163	160	167	182
Québec	805	802	728	708	684	657	674	690	693
Ontario	808	748	758	729	710	691	719	717	687
Prairies	508	476	475	469	469	457	472	512	551
Colombie-Britannique	241	263	241	237	235	245	256	268	292
Total pour le Canada	**2572**	**2476**	**2380**	**2317**	**2270**	**2213**	**2281**	**2354**	**2405**

Tableau A8-15
Licences d'exportations nettes de liquides de gaz naturel

(Pétajoules)

	Numéro de la licence	Total restant	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	2005
Propane															
Dome	GL-31	43.4	3.4	3.4	3.4	3.7	4.9	5.0	4.3	4.3	4.2	4.1	2.7	—	—
Amoco	GL-32	26.0	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.0	—	—
PanCanadian	GL-34	4.7	1.6	1.6	1.4	.1	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Total pour le Canada		**74.1**	**7.4**	**7.4**	**7.2**	**6.2**	**7.3**	**7.4**	**6.7**	**6.7**	**6.6**	**6.5**	**4.7**	**—**	**—**
Éthane															
Dome	GL-47	30.5	22.0	8.5	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Dome	GL-51	249.3	26.5	37.2	50.8	42.9	35.2	24.2	14.2	11.2	5.2	1.9	—	—	—
Total pour le Canada		**279.8**	**48.5**	**45.7**	**50.8**	**42.9**	**35.2**	**24.2**	**14.2**	**11.2**	**5.2**	**1.9**	**—**	**—**	**—**
Éthylène															
Dow Chemical of Canada Limited	EYL-1-76	48.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	—	—	—	—	—	—	—
Total pour le Canada		**48.0**	**8.0**	**8.0**	**8.0**	**8.0**	**8.0**	**8.0**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**

Tableau A8-16
Demande d'utilisation finale d'éthane, de propane et de butanes par secteur – Canada
Projections de l'ONÉ

(Pétajoules)

	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005
Éthane										
Résidentiel										
Commercial										
Pétrochimique	22.2	35.2	48.6	73.0	75.2	75.2	75.2	108.2	115.2	115.2
Autre secteur industriel										
Transport										
Utilisation finale globale	**22.2**	**35.2**	**48.6**	**73.0**	**75.2**	**75.2**	**75.2**	**108.2**	**115.2**	**115.2**
Propane										
Résidentiel	34.5	36.2	33.6	31.0	30.8	30.8	30.9	33.6	33.5	35.8
Commercial	18.8	18.1	18.9	19.5	20.0	20.6	22.5	26.3	30.6	39.2
Pétrochimique	5.7	10.9	11.7	11.9	12.1	12.3	12.3	12.3	12.3	12.3
Autre secteur industriel	12.1	11.8	10.7	9.9	9.9	10.1	10.8	12.0	13.8	15.4
Transport	3.1	4.8	10.1	15.5	17.2	19.0	24.3	30.1	30.2	30.2
Utilisation finale globale	**74.2**	**81.7**	**85.1**	**87.8**	**90.1**	**92.9**	**100.8**	**114.3**	**120.4**	**132.8**
Butanes										
Résidentiel	0.6	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.5	0.5	0.6
Commercial	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	0.4	0.5	0.6	0.7
Pétrochimique	4.3	6.8	13.1	13.2	25.7	38.1	38.1	38.1	38.1	38.1
Autre secteur industriel	0.4	0.4	0.4	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	0.5
Transport	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Utilisation finale globale	**5.6**	**7.9**	**14.1**	**14.3**	**26.8**	**39.2**	**39.3**	**39.4**	**39.6**	**39.9**

* Les données sur la demande fournies par l'ONÉ pour 1982 sont réelles et publiées, sauf pour le bois, les liqueurs résiduaires, le combustible de retraitement et le combustible utilisé pour le transport pipelinier.

Tableau A8-17
Demande primaire en liquides de gaz naturel — Canada
Comparaison des points de vue des intervenants

(Pétajoules)

	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005
Amoco	136	151	158	185	213	235	310	372	391	405
Dome–Faible	162	212	273	350	377	389	387	335	306	N/A
Gulf	114	138	161	183	193	196	239	252	269	N/A
Impériale	155	143	181	241	287	329	311	343	329	N/A
Petro-Canada–Base	116	128	148	203	206	209	258	294	303	N/A
Shell	86	93	118	137	138	177	193	198	201	N/A
ONÉ	113	136	162	189	207	224	234	283	297	312

* Les données sur la demande fournies par l'ONÉ pour 1982 sont des données réelles et publiées, et celles pour 1983 sont fondées sur les tendances établies, publiées dans les catalogues mensuels de Statistique Canada.

Tableau A8-18
Offre et demande d'éthane
Projections de l'ONÉ

(Pétajoules)

	Offre	Demande			Différence
Année	Total	Besoins en fluides miscibles[1]	Autres besoins du pays	Export. nettes selon la licence	Total	
1983	90.5	4.7	35.2	50.6	90.5	.0
1984	116.6	8.7	48.6	48.5	105.8	10.8
1985	145.4	26.0	73.0	45.7	144.7	.7
1986	177.6	50.3	75.2	50.8	176.3	1.3
1987	191.6	68.4	75.2	42.9	186.5	5.1
1988	189.6	78.1	75.2	35.2	188.5	1.1
1989	188.3	85.1	75.2	24.2	184.5	3.8
1990	187.0	83.8	75.2	14.2	173.2	13.8
1991	184.3	83.1	75.2	11.2	169.5	14.8
1992	181.6	81.1	75.2	5.2	161.5	20.1
1993	176.2	75.7	75.2	1.9	152.8	23.4
1994	170.9	72.4	75.2	.0	147.6	23.3
1995	164.8	56.3	108.2	.0	164.5	.3
1996	160.8	44.3	115.2	.0	159.5	1.3
1997	155.5	35.5	115.2	.0	150.7	4.8
1998	149.4	21.4	115.2	.0	136.6	12.8
1999	138.7	10.1	115.2	.0	125.3	13.4
2000	128.0	.0	115.2	.0	115.2	12.8
2001	124.6	.0	115.2	.0	115.2	9.4
2002	117.3	.0	115.2	.0	115.2	2.1
2003	117.3	.0	115.2	.0	115.2	2.1
2004	117.9	.0	115.2	.0	115.2	2.7
2005	117.9	.0	115.2	.0	115.2	2.7

[1] Les besoins en fluides miscibles sont les besoins nets, après avoir tenu compte des fluides reproduits des projets d'hydrocarbures miscibles

Tableau A8-19
Offre et demande en propane
Projections de l'ONÉ

(Pétajoules)

	Offre	Demande			Différence
Année	Total	Besoins en fluides miscibles[2]	Autres besoins du pays[1]	Export. nettes selon la licence	Total	
1983	174.2	16.8	81.7	7.8	106.3	67.9
1984	175.2	25.2	85.1	7.4	117.7	57.5
1985	186.4	35.4	87.8	7.4	130.6	55.8
1986	196.6	50.3	90.1	7.2	147.6	49.0
1987	216.2	65.2	92.9	6.2	164.3	51.9
1988	220.8	75.5	95.4	7.3	178.2	42.6
1989	227.4	79.2	98.1	7.4	184.7	42.7
1990	237.6	78.3	100.8	6.7	185.8	51.8
1991	232.0	77.3	103.5	6.7	187.5	44.5
1992	226.4	74.5	106.3	6.6	187.4	39.0
1993	220.8	69.9	109.0	6.5	185.4	35.4
1994	214.3	67.1	111.6	4.7	183.4	30.9
1995	207.8	55.0	114.3	.0	169.6	38.5
1996	202.2	42.9	115.3	.0	158.2	44.0
1997	195.7	34.5	116.4	.0	150.9	44.8
1998	188.2	21.4	117.7	.0	139.1	49.1
1999	182.6	11.2	119.1	.0	130.3	52.3
2000	176.1	.0	120.4	.0	120.4	55.7
2001	172.4	.0	122.6	.0	122.6	49.8
2002	167.7	.0	125.0	.0	125.0	42.7
2003	168.7	.0	127.4	.0	127.4	41.3
2004	171.5	.0	130.1	.0	130.1	41.4
2005	173.3	.0	132.8	.0	132.8	40.5

[1] L'offre et la demande sont comptabilisées sans tenir compte de l'approvisionnement en combustible aux fins d'usage propre par l'industrie.
[2] Les besoins en fluides miscibles sont les besoins nets, après avoir tenu compte des fluides reproduits des projets d'hydrocarbures miscibles.

Tableau A8-20
Offre et demande en butanes
Projections de l'ONÉ

(Pétajoules)

	Offre	Demande			Différence
Année	Total[1]	Besoins en fluides miscibles[2]	Autres besoins du pays[1]	Total	
1983	126.4	9.4	45.3	54.7	71.7
1984	126.4	12.5	49.6	62.1	64.3
1985	133.7	16.7	48.6	65.3	68.4
1986	138.9	21.9	60.3	82.2	56.7
1987	151.5	26.1	72.0	98.1	53.4
1988	153.6	28.2	71.5	99.7	53.9
1989	158.8	29.2	71.4	100.6	58.2
1990	163.0	28.2	71.3	99.5	63.5
1991	158.8	27.1	71.5	98.6	60.2
1992	154.6	26.1	71.7	97.8	56.8
1993	151.5	25.1	72.0	97.1	54.4
1994	147.3	23.0	72.2	95.2	52.1
1995	142.1	18.8	72.4	91.2	50.9
1996	137.9	14.6	72.7	87.3	50.6
1997	133.7	12.5	72.9	85.4	48.3
1998	128.5	8.4	73.1	81.5	47.0
1999	124.3	5.2	73.4	78.6	45.7
2000	120.1	.0	73.6	73.6	46.5
2001	117.0	.0	74.0	74.0	43.0
2002	114.9	.0	74.3	74.3	40.6
2003	114.9	.0	74.7	74.7	40.2
2004	116.0	.0	74.9	74.9	41.1
2005	117.0	.0	75.3	75.3	41.7

[1] L'offre et la demande sont comptabilisées sans tenir compte de l'approvisionnement en combustible aux fins d'usage propre par l'industrie.
[2] Les besoins en fluides miscibles sont les besoins nets, après avoir tenu compte des fluides reproduits des projets d'hydrocarbures miscibles.

Tableau A9-1
Données historiques – Production de charbon

(Kilotonnes)

	1960	**1961**	**1962**	**1963**	**1964**	**1965**	**1966**	**1967**	**1968**	**1969**	**1970**	**1971**
Bitumineux	6622	6194	5925	6394	6550	6323	6101	6100	5245	4950	8042	9712
Sous-bitumineux	1398	1235	1358	1501	1910	2318	2348	2416	2700	2898	3556	4015
Lignite	1969	2004	2047	1700	1809	1872	1885	1822	2041	1833	3465	2994
Total	**9989**	**9433**	**9330**	**9595**	**10269**	**10513**	**10334**	**10338**	**9986**	**9681**	**15063**	**16721**

	1972	**1973**	**1974**	**1975**	**1976**	**1977**	**1978**	**1979**	**1980**	**1981**	**1982**
Bitumineux	11359	12337	12541	15786	14389	15301	17141	18433	20151	21739	22296
Sous-bitumineux	4450	4481	5076	5958	6409	7902	8278	9568	10542	11551	13021
Lignite	2978	3654	3485	3549	4677	5478	5058	5012	5971	6798	7494
Total	**18787**	**20472**	**21102**	**25293**	**25475**	**28681**	**30477**	**33013**	**36664**	**40088**	**42811**

Source: Statistique Canada

Tableau A9-2
Ressources et réserves houillières du Canada

(Mégatonnes)

		Ressources présentant un intérêt immédiat[1]			Ressources présentant un intérêt éventuel[1]			Réserves[2]	
Provinces	**Type de charbon**	**Mesurées[3]**	**Indiquées[3]**	**Présumées[3]**	**Mesurées**	**Indiquées**	**Présumées**	**Pouvant être exploitées[4]**	**Récupérables[5]**
Nouvelle-Écosse	Bitumineux	223	543	757	3	50	128	812	445
Nouveau-Brunswick	Bitumineux	32	16	1	—	—	—	19	18
Ontario	Ligniteux	218	—	—	—	—	—	—	—
Saskatchewan	Ligniteux	1 499	2 681	3 436	161	3 913	23 512	2 121	1 697
Alberta	Sous-bitumineux	30 000	—	102 000	—	—	198 000	1 314	918
	Bitumineux	9 300	—	26 700	—	—	—	945	526
Colombie-Britannique	Ligniteux	1 845	91	7 439	—	—	—	739	566
	Bitumineux	7 282	9 898	44 036	—	—	—	2 537	2 098
Total pour le Canada	Ligniteux	3 562	2 772	10 875	161	3 913	23 512	2 860	2 263
	Sous-bitumineux	30 000	—	102 000	—	—	198 000	1 314	918
	Bitumineux	16 837	10 457	71 494	3	50	128	4 313	3 087
Total pour le Canada	Tous les Types	50 399	13 229	184 369	164	3 963	221 640	8 487	6 268

(1) Source "Les Ressources et les réserves houillères du Canada." Rapport ER-79-9, Énergie, Mines et Ressources
Les ressources présentant un intérêt immédiat comprennent les filons pouvant être exploités qui, en raison d'une combinaison favorable d'éléments tels que l'épaisseur, la qualité, la profondeur et l'emplacement, sont considérées d'intérêt immédiat aux fins d'activités d'exploration ou d'exploitation.
Les ressources présentant un intérêt éventuel comprennent les filons houillers qui, en raison d'une combinaison moins favorable d'éléments tels que l'épaisseur, la qualité, la profondeur et l'emplacement, ne présentent pas un intérêt immédiat

(2) Source "Exploitation houillère au Canada 1983". Canmet, Rapport 83-20E, 1984

(3) Ces expressions indiquent la précision avec laquelle les volumes ont été estimées

(4) Les réserves exploitables comprennent la partie des ressources mesurées et indiquées qui présentent un intérêt et qui peuvent faire l'objet d'une exploitation minière en faisant appel aux techniques et aux facteurs d'économiques courants, avant d'établir une provision pour les pertes relatives à l'exploration

(5) Les réserves récupérables désignent la partie des réserves pouvant faire l'objet d'une exploitation minière et qui pourraient être récupérées comme charbon tout-venant ou non lavé, établissant des provisions aux fins de pertes relatives à l'exploitation

Tableau A9-3
Production de charbon – Canada
Comparaison des points de vue des intervenants

(Mégatonnes)

	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005
Gulf	42.9	45.1	51.1	57.9	62.6	65.1	74.3	90.2	111.7	S/O
Impériale[1]	41.1	S/O	S/O	S/O	S/O	S/O	80.0	S/O	101.3	S/O
ONÉ	42.8	44.7	53.1	52.5	54.7	56.6	62.4	71.1	79.9	90.9

[1] La prévision initiale était en pétajoules.
Facteur de conversion: 24 pétajoules par mégatonne.

Tableau A9-4
Demande primaire en charbon – Canada
Comparaison des points de vue des intervenants

(Pétajoules)

	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005
APC	999	S/O	S/O	S/O	S/O	S/O	1077	1305	S/O	S/O
Dome–Faible	1033	1009	1113	1063	1002	1032	1084	1181	1274	S/O
Gulf	1002	961	873	903	908	898	958	1200	1542	S/O
Husky/NOVA	990	838	754	716	713	706	724	899	969	1091
Impériale	1003	1023	1047	1033	1065	1097	1139	1317	1444	S/O
Petro-Canada–Base	999	991	1128	1098	1074	1143	1320	1582	1815	S/O
Shell	989	964	928	877	897	918	986	1107	1256	S/O
Texaco	1002	980	1035	1075	1140	1189	1281	1371	S/O	S/O
ONÉ	1002	1018	1122	1009	1050	1086	1161	1290	1395	1557

• Les données sur la demande fournies par l'ONÉ pour 1982 sont celles réelles et publiées et les données pour 1983 sont fondées sur les tendances établies, publiées dans les catalogues mensuels de Statistique Canada.

Tableau A9-5
Production de charbon – Importations et exportations
Projections de l'ONÉ

(Kilotonnes)

	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005
Production	42811	44725	53084	52451	54713	56580	62420	71079	79932	90860
Importations	15481	14700	16666	13051	12967	13080	11955	12771	13193	14515
Exportations	16002	17008	23000	23460	23930	24410	26000	30100	35000	40500

Tableau A10-1
Demande d'énergie primaire – Canada
Comparaison des points de vue des intervenants

(Pétajoules)

	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005
APC	9636	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	11130	12168	N/A	N/A
Dome – Faible	9263	9046	9450	9827	10033	10220	10779	12105	13302	N/A
Gulf	9420	9402	9802	10080	10282	10402	11110	12161	13418	N/A
Husky/NOVA	9820	9569	9883	10115	10266	10498	11215	12660	14164	15813
Impériale	9701	9679	10048	10303	10505	10703	11043	11714	12121	N/A
Petro-Canada – Base	9066	8946	9425	9994	10265	10502	11304	12861	14672	N/A
Shell	9145	9116	9294	9141	9239	9370	9755	10680	11687	N/A
Texaco	7885	7548	7714	7841	7990	8147	8643	9431	N/A	N/A
ONÉ	9471	9538	9713	9961	10086	10295	10913	12086	13397	14603

• Les données de la demande fournies par l'ONÉ pour 1982 sont les données réelles publiées sauf pour le bois, les déchets de bois et la liqueur noire, le combustible de retraitement et les combustibles de transport pipelinier.

Chaque fois que possible, les données de 1983 sont fondées sur les tendances établies, publiées dans les catalogues mensuels de Statistique Canada.

Tableau A10-2
Sommaire de la demande globale d'énergie – Canada et régions

(Pétajoules)

	1981	1982	1983	1984	1985	1990	1995	2000	2005
				Canada					
Demande par secteur									
Résidentiel	1297	1349	1266	1256	1237	1262	1317	1381	1461
Commercial	838	867	819	847	859	955	1074	1211	1363
Industriel	2185	2001	2030	2096	2145	2422	2745	3118	3454
Transport – Route	1506	1397	1384	1378	1361	1301	1344	1416	1461
– Air, Rail et Marine	407	348	318	318	324	357	411	465	500
– Total	1912	1745	1701	1696	1685	1658	1754	1881	1962
Non-énergétique	607	550	592	640	714	775	860	898	928
Utilisation finale globale	6840	6510	6407	6535	6639	7072	7752	8489	9168
Propre usage	487	465	455	460	478	540	514	551	594
Production d'électricité et de vapeur	3756	3777	4093	4075	4250	4921	5701	6519	7252
Autres conversions	31	25	30	33	34	43	37	38	42
Moins l'électricité et la vapeur	1292	1306	1340	1390	1440	1663	1918	2199	2453
Demande d'énergie primaire	9821	9471	9645	9713	9961	10913	12086	13397	14603
Demande primaire par combustible									
Nucléaire	430	418	503	525	720	986	1156	1389	1558
Hydro-électricité	2530	2495	2687	2663	2744	3043	3552	4088	4503
Pétrole	3744	3344	3096	3065	3019	2838	2793	2940	3065
Gaz naturel	1738	1777	1766	1812	1908	2266	2507	2780	3059
LGN – Installations de gaz	32	30	49	59	62	103	117	121	132
Éthane	35	22	35	49	73	75	108	115	115
Charbon	842	896	1003	1014	897	996	1206	1282	1467
Énergies renouvelables	470	489	506	526	538	605	649	682	704

Tableau A10-2 (suite)

	1981	1982	1983	1984	1985	1990	1995	2000	2005
				Atlantique					
Demande par secteur									
Résidentiel	112	114	104	104	102	105	114	123	131
Commercial	54	60	55	57	58	64	71	80	90
Industriel	172	153	144	148	150	167	194	223	252
Transport – Route	126	117	112	117	116	109	110	118	128
– Air, Rail et Marine	52	37	35	34	34	36	40	43	46
– Total	177	154	147	150	150	145	149	160	175
Non-énergétique	15	12	13	14	14	16	17	18	20
Utilisation finale globale	531	493	463	472	474	497	545	605	667
Propre usage	40	33	31	33	34	37	39	43	48
Production d'électricité et de vapeur	623	606	614	692	713	792	944	1017	1070
Autres conversions	6	1	1	1	1	1	1	1	1
Moins l'électricité et la vapeur	105	105	106	111	116	134	161	195	221
Demande d'énergie primaire	1095	1027	1002	1087	1105	1192	1368	1470	1566
Demande primaire par combustible									
Nucléaire	0	0	35	17	17	17	72	93	140
Hydro-électricité	489	470	460	501	502	510	630	630	630
Pétrole	470	423	358	386	396	393	289	295	312
Gaz naturel	0	0	0	0	0	15	45	67	82
LGN – Installations de gaz	1	1	2	2	1	3	5	6	6
Éthane	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Charbon	75	73	85	117	122	180	244	293	306
Énergies renouvelables	60	60	63	65	67	75	82	88	90

Tableau A10-2 (suite)

	1981	1982	1983	1984	1985	1990	1995	2000	2005
				Québec					
Demande par secteur									
Résidentiel	314	306	290	286	285	295	307	326	345
Commercial	174	167	159	163	166	185	206	230	255
Industriel	518	467	469	478	484	540	609	691	767
Transport – Route	326	381	267	266	257	241	258	275	276
– Air, Rail et Marine	91	79	71	71	72	78	86	93	101
– Total	417	360	339	337	329	319	344	368	377
Non-énergétique	107	89	84	81	82	88	94	100	106
Utilisation finale globale	1531	1388	1340	1345	1346	1427	1561	1715	1850
Propre usage	109	103	98	99	98	101	111	122	133
Production d'électricité et de vapeur	1003	990	1031	1075	1133	1344	1537	1832	2099
Autres conversions	-3	-3	0	0	0	0	0	0	1
Moins l'électricité et la vapeur	434	425	437	466	487	573	663	757	842
Demande d'énergie primaire	2204	2053	2032	2053	2090	2300	2545	2912	3240
Demande primaire par combustible									
Nucléaire	0	0	0	47	47	47	47	47	47
Hydro-électricité	999	986	1028	1024	1082	1293	1476	1765	2031
Pétroie	979	847	747	705	665	603	607	635	654
Gaz naturel	121	113	136	146	161	208	246	286	318
LGN – Installations de gaz	8	6	9	18	20	24	27	29	31
Éthane	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Charbon	15	14	18	18	18	17	20	23	25
Énergies renouvelables	83	88	93	96	98	109	122	129	134

Tableau A10-2 (suite)

	1981	1982	1983	1984	1985	1990	1995	2000	2005
			Ontario						
Demande par secteur									
Résidentiel	474	475	455	449	441	447	463	480	506
Commercial	320	319	312	310	308	333	368	408	451
Industriel	795	714	747	776	797	903	1029	1169	1290
Transport – Route	507	479	483	476	479	461	476	491	475
– Air, Rail et Marine	99	87	87	86	87	96	113	130	139
– Total	605	566	569	561	566	557	589	621	615
Non-énergétique	210	170	178	193	211	210	217	224	231
Utilisation finale globale	2405	2245	2261	2289	2323	2450	2665	2902	3092
Propre usage	177	163	163	163	166	176	179	190	199
Production d'électricité et de vapeur	1086	1100	1247	1142	1197	1411	1599	1811	1997
Autres conversions	9	13	13	14	14	15	17	19	21
Moins l'électricité et la vapeur	418	427	441	442	450	508	571	642	704
Demande d'énergie primaire	3258	3093	3242	3165	3250	3544	3889	4280	4605
Demande primaire par combustible									
Nucléaire	430	418	468	462	656	922	1037	1249	1371
Hydro-électricité	403	402	426	401	401	401	423	452	455
Pétrole	1183	1043	1010	994	986	887	906	946	952
Gaz naturel	734	703	699	715	744	860	952	1050	1148
LGN – Installations de gaz	13	5	21	21	23	52	55	53	56
Éthane	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Charbon	420	435	532	485	352	318	399	400	485
Énergies renouvelables	75	87	86	87	89	104	118	130	139

Tableau A10-2 (suite)

	1981	1982	1983	1984	1985	1990	1995	2000	2005
				Manitoba					
Demande par secteur									
Résidentiel	54	59	55	55	54	55	54	53	53
Commercial	40	45	42	45	46	49	53	57	61
Industriel	41	35	39	42	45	53	58	63	67
Transport – Route	64	63	65	61	59	60	64	73	82
– Air, Rail et Marine	20	17	15	16	16	17	19	21	23
– Total	83	79	80	77	75	77	83	94	104
Non-énergétique	11	10	10	10	10	11	11	12	12
Utilisation finale globale	228	229	226	229	230	244	259	278	297
Propre usage	25	26	26	26	27	33	28	28	30
Production d'électricité et de vapeur	159	158	229	213	213	213	254	254	254
Autres conversions	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Moins l'électricité et la vapeur	49	52	53	55	56	63	70	74	77
Demande d'énergie primaire	362	361	428	413	414	428	471	486	504
Demande primaire par combustible									
Nucléaire	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hydro-électricité	151	153	226	212	212	212	252	252	252
Pétrole	115	113	111	106	103	101	104	114	125
Gaz naturel	75	80	75	79	83	95	93	97	102
LGN – Installations de gaz	3	3	3	3	2	3	4	4	4
Éthane	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Charbon	9	6	6	5	5	5	5	5	5
Énergies renouvelables	9	6	7	8	10	13	14	15	16

Tableau A10-2 (suite)

	1981	1982	1983	1984	1985	1990	1995	2000	2005
				Saskatchewan					
Demande par secteur									
Résidentiel	69	77	72	75	75	74	74	76	77
Commercial	29	34	32	33	34	40	46	52	59
Industriel	75	66	71	75	79	94	111	130	146
Transport – Route	84	83	85	89	87	84	85	92	102
– Air, Rail et Marine	10	9	8	8	8	9	11	12	13
– Total	94	91	93	97	96	94	96	103	115
Non-énergétique	9	14	13	13	13	14	15	16	17
Utilisation finale globale	277	282	281	294	297	316	342	377	414
Propre usage	37	40	39	43	48	62	45	46	51
Production d'électricité et de vapeur	120	131	126	142	148	170	198	227	246
Autres conversions	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Moins l'électricité et la vapeur	36	37	39	42	44	50	58	66	73
Demande d'énergie primaire	399	416	407	436	440	498	528	585	638
Demande primaire par combustible									
Nucléaire	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hydro-électricité	33	29	24	29	29	40	41	41	65
Pétrole	147	147	144	149	148	143	145	156	170
Gaz naturel	124	132	125	127	135	164	162	177	196
LGN – Installations de gaz	1	2	1	2	2	3	3	4	4
Éthane	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Charbon	84	96	101	118	123	133	160	188	183
Énergies renouvelables	11	10	12	13	14	16	17	19	21

Tableau A10-2 (suite)

	1981	1982	1983	1984	1985	1990	1995	2000	2005
				Alberta					
Demande par secteur									
Résidentiel	155	192	172	167	161	166	176	188	205
Commercial	126	144	129	143	148	174	203	236	276
Industriel	185	175	165	169	172	199	236	279	320
Transport – Route	213	204	207	204	195	178	176	188	202
– Air, Rail et Marine	50	47	44	44	45	49	57	66	70
– Total	264	251	250	248	240	227	233	254	272
Non-énergétique	223	223	260	295	347	376	443	463	474
Utilisation finale globale	952	986	976	1022	1069	1141	1291	1419	1546
Propre usage	48	51	50	51	53	64	58	61	66
Production d'électricité et de vapeur	309	331	321	310	323	395	467	550	637
Autres conversions	17	16	16	18	19	26	18	17	20
Moins l'électricité et la vapeur	92	99	102	104	108	131	156	184	213
Demande d'énergie primaire	1235	1284	1261	1298	1357	1495	1678	1863	2056
Demande primaire par combustible									
Nucléaire	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hydro-électricité	22	17	16	17	17	17	57	152	152
Pétrole	407	379	374	374	370	362	374	405	433
Gaz naturel	514	565	550	558	590	664	724	780	852
LGN – Installations de gaz	5	10	8	8	9	12	14	16	19
Éthane	35	22	35	49	73	75	108	115	115
Charbon	233	271	257	279	275	340	375	369	458
Énergies renouvelables	20	20	22	23	23	25	26	27	27

Tableau A10-2 (suite)

	1981	1982	1983	1984	1985	1990	1995	2000	2005
	Colombie-Britannique et Territoires								
Demande par secteur									
Résidentiel	119	126	117	119	119	121	128	136	144
Commercial	94	99	90	97	99	110	127	147	171
Industriel	399	390	396	410	417	466	510	563	614
Transport – Route	186	171	165	166	168	168	175	181	196
– Air, Rail et Marine	86	71	57	59	61	72	85	100	109
– Total	272	243	222	225	229	239	260	281	304
Non-énergétique	32	31	34	35	36	61	64	66	69
Utilisation finale globale	917	888	859	885	899	997	1089	1193	1302
Propre usage	52	49	49	47	52	67	55	61	67
Production d'électricité et de vapeur	456	460	526	501	522	595	702	829	949
Autres conversions	2	-1	0	0	0	0	0	0	0
Moins l'électricité et la vapeur	159	161	162	171	178	203	238	282	324
Demande d'énergie primaire	1268	1235	1272	1262	1296	1456	1607	1801	1994
Demande primaire par combustible									
Nucléaire	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hydro-électricité	434	438	508	481	501	571	673	797	918
Pétrole	442	392	350	351	352	349	366	391	420
Gaz naturel	171	183	181	188	195	261	285	324	362
LGN – Installations de gaz	2	2	5	6	6	7	9	10	11
Éthane	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Charbon	7	2	4	3	4	3	4	4	5
Énergies renouvelables	212	219	224	234	238	265	270	275	278

Tableau A10-3
Bilan global de l'énergie – Canada 1982

(Pétajoules)

	Électricité	Pétrole	Gaz naturel	Éthane	Propane et butanes	Charbon, coke, gaz de cokéfaction	Vapeur	Bois	Autres renouvelables	Hydro-Électricité	Nucléaire	Total
Secteur de la demande												
Résidentiel	357	372	484	0	35	4	0	97	0	0	0	1349
Commercial	279	174	393	0	19	1	1	0	0	0	0	867
Pétrochimique	0	108	209	22	10	0	0	0	0	0	0	349
Autre industriel	490	371	499	0	13	200	62	365	0	0	0	2001
Transport	3	1739	0	0	3	0	0	0	0	0	0	1745
Route	3	1392	0	0	3	0	0	0	0	0	0	1397
Rail	0	84	0	0	0	0	0	0	0	0	0	84
Air	0	152	0	0	0	0	0	0	0	0	0	152
Marine	0	112	0	0	0	0	0	0	0	0	0	112
Utilisation non énergétique	0	201	0	0	0	0	0	0	0	0	0	201
Utilisation finale globale	1129	2965	1585	22	80	205	63	462	0	0	0	6510
Propre usage & conversions												
Industrie de l'approvisionnement énergétique	114	225	115	0	11	0	0	0	0	0	0	465
Production d'électricité	0	85	61	0	0	673	0	28	0	2493	374	3716
Production de vapeur	0	9	0	0	0	9	0	0	0	0	44	61
Autres conversions	0	0	16	0	0	9	0	0	0	0	0	25
Total de l'usage propre et des conversions	114	318	192	0	11	691	0	28	0	2495	418	4267
Moins la demande non primaire	1243	0	0	0	0	0	63	0	0	0	0	1306
Demande primaire globale	0	3283	1777	22	91	896	0	489	0	2495	418	9471
Combustibles des exportations d'électricité[1]	0	7	0	0	0	106	0	0	0	236	0	349
Total partiel	0	3290	1777	22	91	1002		489		2731	418	9820
Exportations d'énergie primaire	0	558	850	55	185	477		0		0	0	2125
Disposition globale	0	3848	2627	77	276	1479		489		2731	418	11945
Importations d'énergie	0	773	0	0	0	494		0		0	0	1267
Production d'énergie	0	3052	2622	78	227	1027		489		2731	418	10644
Offre primaire globale	0	3825	2622	78	227	1521		489		2731	418	11911

[1] Les estimations finales ajustées pour ce poste en 1982-2005 se trouvent au tableau A5-7, de l'annexe 5

Tableau A10-3
Bilan global de l'énergie – Canada 1983

(Pétajoules)

	Électricité	Pétrole	Gaz naturel	Éthane	Propane et butanes	Charbon, coke, gaz de cokéfaction	Vapeur	Bois	Autres renouvelables	Hydro-Électricité	Nucléaire	Total
Secteur de la demande												
Résidentiel	368	309	449	0	37	2	0	100	0	0	0	1266
Commercial	282	144	372	0	18	1	1	0	0	0	0	819
Pétrochimique	0	98	233	35	18	0	0	0	0	0	0	384
Autre industriel	508	321	520	0	12	230	56	384	0	0	0	2030
Transport	3	1694	0	0	5	0	0	0	0	0	0	1701
Route	3	1376	0	0	5	0	0	0	0	0	0	1384
Rail	0	78	0	0	0	0	0	0	0	0	0	78
Air	0	146	0	0	0	0	0	0	0	0	0	146
Marine	0	93	0	0	0	0	0	0	0	0	0	93
Utilisation non énergétique	0	208	0	0	0	0	0	0	0	0	0	208
Utilisation finale globale	1161	2773	1573	35	90	233	57	484	0	0	0	6407
Propre usage & conversions												
Industrie de l'approvisionnement énergétique	121	210	122	0	11	0	0	0	0	0	0	455
Production d'électricité	0	54	65	0	0	635	0	16	7	2687	451	3915
Production de vapeur	0	6	0	0	0	14	0	0	0	0	52	72
Autres conversions	0	0	16	0	0	14	0	0	0	0	0	30
Total de l'usage propre et des conversions	121	270	193	0	11	770	0	16	7	2687	503	4578
Moins la demande non primaire	1282	0	0	0	0	0	57	0	0	0	0	1340
Demande primaire globale	0	3044	1766	35	101	896	0	499	7	2687	503	9538
Combustibles des exportations d'électricité	0	0	0	0	0	122	0	0	0	241	16	379
Total partiel	0	3044	1766	35	101	1018		506		2928	519	9917
Exportations d'énergie primaire	0	835	751	51	147	408		0		0	0	2192
Disposition globale	0	3879	2517	86	248	1426		506		2928	519	12109
Importations d'énergie	0	611	0	0	0	344		0		0	0	955
Production d'énergie	0	3225	2516	86	274	1077		506		2928	519	11131
Offre primaire globale	0	3836	2516	86	274	1421		506		2928	519	12086

Tableau A10-3
Bilan global de l'énergie – Canada 1984

(Pétajoules)

	Electricité	Pétrole	Gaz naturel	Éthane	Propane et butanes	Charbon, coke, gaz de cokéfaction	Vapeur	Bois	Autres renouvelables	Hydro-Électricité	Nucléaire	Total
Secteur de la demande												
Résidentiel	378	285	453	0	34	2	0	103	0	0	0	1256
Commercial	292	135	397	0	19	1	1	0	0	0	0	847
Pétrochimique	0	102	252	49	25	0	0	0	0	0	0	427
Autre industriel	549	299	549	0	11	247	41	401	0	0	0	2096
Transport	3	1683	0	0	10	0	0	0	0	0	0	1696
Route	3	1365	0	0	10	0	0	0	0	0	0	1378
Rail	0	80	0	0	0	0	0	0	0	0	0	80
Air	0	142	0	0	0	0	0	0	0	0	0	142
Marine	0	96	0	0	0	0	0	0	0	0	0	96
Utilisation non énergétique	0	213	0	0	0	0	0	0	0	0	0	213
Utilisation finale globale	1222	2718	1651	49	99	251	43	503	0	0	0	6535
Propre usage & conversions												
Industrie de l'approvisionnement énergétique	125	206	116	0	13	0	0	0	0	0	0	460
Production d'électricité	0	82	28	0	0	737	0	16	7	2663	490	4022
Production de vapeur	0	6	0	0	0	12	0	0	0	0	36	53
Autres conversions	0	0	18	0	0	15	0	0	0	0	0	33
Total de l'usage propre et des conversions	125	294	161	0	13	763	0	16	7	2663	525	4568
Moins la demande non primaire	1348	0	0	0	0	0	43	0	0	0	0	1390
Demande primaire globale	0	3011	1812	49	113	1014	0	519	7	2663	525	9713
Combustibles des exportations d'électricité	0	6	0	0	0	108	0	0	0	364	30	508
Total partiel	0	3017	1812	49	113	1122		526		3027	555	10221
Exportations d'énergie primaire	0	1131	782	49	129	552		0		0	0	2643
Disposition globale	0	4148	2594	98	242	1674		526		3027	555	12864
Importations d'énergie	0	531	0	0	0	400		0		0	0	931
Production d'énergie	0	3505	2592	97	264	1274		526		3027	555	11840
Offre primaire globale	0	4036	2592	97	264	1674		526		3027	555	12771

Tableau A10-3
Bilan global de l'énergie – Canada 1985

(Pétajoules)

	Electricité	Pétrole	Gaz naturel	Éthane	Propane et butanes	Charbon, coke, gaz de cokéfaction	Vapeur	Bois	Autres renouvelables	Hydro-Électricité	Nucléaire	Total
Secteur de la demande												
Résidentiel	389	260	449	0	31	2	0	106	0	0	0	1237
Commercial	303	125	408	0	20	1	1	0	0	0	0	859
Pétrochimique	0	119	279	73	25	0	0	0	0	0	0	496
Autre industriel	577	278	584	0	10	254	34	409	0	0	0	2145
Transport	3	1661	6	0	15	0	0	0	0	0	0	1685
Route	3	1337	6	0	15	0	0	0	0	0	0	1361
Rail	0	82	0	0	0	0	0	0	0	0	0	82
Air	0	141	0	0	0	0	0	0	0	0	0	141
Marine	0	101	0	0	0	0	0	0	0	0	0	101
Utilisation non énergétique	0	218	0	0	0	0	0	0	0	0	0	218
Utilisation finale globale	1272	2660	1725	73	102	257	35	515	0	0	0	6639
Propre usage & conversions												
Industrie de l'approvisionnement énergétique	132	201	130	0	14	0	0	0	0	0	0	478
Production d'électricité	0	98	34	0	0	613	0	17	7	2744	693	4206
Production de vapeur	0	6	0	0	0	12	0	0	0	0	27	44
Autres conversions	0	0	19	0	0	15	0	0	0	0	0	34
Total de l'usage propre et des conversions	132	305	183	0	14	640	0	17	7	2744	720	4762
Moins la demande non primaire	1404	0	0	0	0	0	35	0	0	0	0	1440
Demande primaire globale	0	2965	1908	73	116	897	0	531	7	2744	721	9961
Combustibles des exportations d'électricité	0	6	0	0	0	112	0	0	0	381	29	528
Total partiel	0	2971	1908	73	116	1109		538		3125	750	10490
Exportations d'énergie primaire	0	924	996	46	132	563		0		0	0	2661
Disposition globale	0	3895	2904	119	248	1572		538		3125	750	13151
Importations d'énergie	0	659	0	0	0	313		0		0	0	972
Production d'énergie	0	3385	2901	119	268	1259		538		3125	750	12345
Offre primaire globale	0	4044	2901	119	268	1572		538		3125	750	13317

Tableau A10-3
Bilan global de l'énergie – Canada 1986

(Pétajoules)

	Electricité	Pétrole	Gaz naturel	Éthane	Propane et butanes	Charbon, coke, gaz de cokéfaction	Vapeur	Bois	Autres renouvelables	Hydro-Électricité	Nucléaire	Total
Secteur de la demande												
Résidentiel	399	242	444	0	31	2	0	109	1	0	0	1228
Commercial	311	119	420	0	20	1	1	0	1	0	0	875
Pétrochimique	0	97	290	75	38	0	0	0	0	0	0	500
Autre industriel	597	269	612	0	10	254	32	415	2	0	0	2191
Transport	3	1633	8	0	17	0	0	0	0	0	0	1661
Route	3	1305	8	0	17	0	0	0	0	0	0	1333
Rail	0	83	0	0	0	0	0	0	0	0	0	83
Air	0	141	0	0	0	0	0	0	0	0	0	141
Marine	0	105	0	0	0	0	0	0	0	0	0	105
Utilisation non énergétique	0	223	0	0	0	0	0	0	0	0	0	223
Utilisation finale globale	1310	2584	1774	75	117	257	34	523	4	0	0	6678
Propre usage & conversions												
Industrie de l'approvisionnement énergétique	138	194	139	0	15	0	0	0	0	0	0	486
Production d'électricité	0	76	53	0	0	599	0	18	8	2841	731	4325
Production de vapeur	0	5	0	0	0	11	0	0	0	0	26	42
Autres conversions	0	0	20	0	0	15	0	0	0	0	0	35
Total de l'usage propre et des conversions	138	275	212	0	15	625	0	18	8	2841	757	4889
Moins la demande non primaire	1448	0	0	0	0	0	34	0	0	0	0	1481
Demande primaire globale	0	2859	1986	75	132	883	0	541	11	2841	757	10086
Combustibles des exportations d'électricité	0	5	0	0	0	167	0	0	0	386	30	588
Total partiel	0	2864	1986	75	132	1050		552		3227	787	10673
Exportations d'énergie primaire	0	818	1133	51	113	57[illegible]		0		0	0	2689
Disposition globale	0	3682	3119	126	245	1624		552		3227	787	13362
Importations d'énergie	0	495	0	0	0	311		0		0	0	806
Production d'énergie	0	3212	3117	126	263	1313		552		3227	787	12597

Tableau A10-3
Bilan global de l'énergie – Canada 1987

(Pétajoules)

	Électricité	Pétrole	Gaz naturel	Éthane	Propane et butanes	Charbon, coke, gaz de cokéfaction	Vapeur	Bois	Autres renouvelables	Hydro-Électricité	Nucléaire	Total
Secteur de la demande												
Résidentiel	412	227	450	0	31	2	0	110	3	0	0	1234
Commercial	321	114	433	0	21	1	1	0	2	0	0	894
Pétrochimique	0	76	305	75	50	0	0	0	0	0	0	506
Autre industriel	618	269	636	0	10	261	31	421	3	0	0	2248
Transport	3	1617	10	0	19	0	0	0	0	0	0	1649
Route	3	1279	10	0	19	0	0	0	0	0	0	1312
Rail	0	85	0	0	0	0	0	0	0	0	0	85
Air	0	144	0	0	0	0	0	0	0	0	0	144
Marine	0	109	0	0	0	0	0	0	0	0	0	109
Utilisation non énergétique	0	228	0	0	0	0	0	0	0	0	0	228
Utilisation finale globale	1353	2531	1833	75	132	264	32	531	8	0	0	6759
Propre usage & conversions												
Industrie de l'approvisionnement énergétique	144	190	166	0	17	0	0	0	0	0	0	517
Production d'électricité	0	103	46	0	0	620	0	19	8	2885	787	4469
Production de vapeur	0	5	0	0	0	10	0	0	0	0	25	40
Autres conversions	0	0	24	0	0	16	0	0	0	0	0	40
Total de l'usage propre et des conversions	144	299	236	0	17	646	0	19	8	2885	812	5065
Moins la demande non primaire	1497	0	0	0	0	0	32	0	0	0	0	1529
Demande primaire globale	0	2830	2068	75	149	910	0	550	16	2885	812	10295
Combustibles des exportations d'électricité	0	0	0	0	0	175	0	0	0	394	30	599
Total partiel	0	2830	2068	75	149	1085		566		3279	842	10894
Exportations d'énergie primaire	0	763	1523	43	112	586		0		0	0	3027
Disposition globale	0	3593	3591	118	261	1671		566		3279	842	13921
Importations d'énergie	0	518	0	0	0	314		0		0	0	832
Production d'énergie	0	3100	3588	118	276	1358		566		3279	842	13127
Offre primaire globale	0	3618	3588	118	276	1672		566		3279	842	13959

Tableau A10-3
Bilan global de l'énergie – Canada 1990

(Pétajoules)

	Électricité	Pétrole	Gaz naturel	Éthane	Propane et butanes	Charbon, coke, gaz de cokéfaction	Vapeur	Bois	Autres renouvelables	Hydro-Électricité	Nucléaire	Total
Secteur de la demande												
Résidentiel	449	184	475	0	31	2	0	114	7	0	0	1262
Commercial	349	97	476	0	23	2	1	0	7	0	0	955
Pétrochimique	0	76	331	75	50	0	0	0	0	0	0	533
Autre industriel	621	269	713	0	11	273	25	438	9	0	0	2422
Transport	4	1613	17	0	24	0	0	0	0	0	0	1658
Route	4	1256	17	0	24	0	0	0	0	0	0	1301
Rail	0	89	0	0	0	0	0	0	0	0	0	89
Air	0	148	0	0	0	0	0	0	0	0	0	148
Marine	0	120	0	0	0	0	0	0	0	0	0	120
Utilisation non énergétique	0	242	0	0	0	0	0	0	0	0	0	242
Utilisation finale globale	1486	2482	2012	75	140	277	26	552	22	0	0	7072
Propre usage & conversions												
Industrie de l'approvisionnement énergétique	151	186	184	0	19	0	0	0	0	0	0	540
Production d'électricité	0	112	42	0	0	695	0	22	9	3043	966	4889
Production de vapeur	0	2	3	0	0	7	0	0	0	0	20	32
Autres conversions	0	0	26	0	0	17	0	0	0	0	0	43
Total de l'usage propre et des conversions	151	301	254	0	19	719	0	22	9	3043	986	5504
Moins la demande non primaire	1637	0	0	0	0	0	26	0	0	0	0	1663
Demande primaire globale	0	2783	2266	75	159	996	0	574	31	3043	986	10913
Combustibles des exportations d'électricité	0	0	0	0	0	165	0	0	0	245	31	441
Total partiel	0	2783	2266	75	159	1161		605		3288	1017	11354
Exportations d'énergie primaire	0	545	1844	14	122	622		0		0	0	3147
Disposition globale	0	3328	4110	89	281	1783		605		3288	1017	14501
Importations d'énergie	0	527	0	0	0	287		0		0	0	814
Production d'énergie	0	2825	4096	89	294	1496		605		3288	1017	13710
Offre primaire globale	0	3352	4096	89	294	1783		605		3288	1017	14524

Tableau A10-3
Bilan global de l'énergie – Canada 1995

(Pétajoules)

	Electricité	Pétrole	Gaz naturel	Éthane	Propane et butanes	Charbon, coke, gaz de cokéfaction	Vapeur	Bois	Autres renouvelables	Hydro-Électricité	Nucléaire	Total
Secteur de la demande												
Résidentiel	501	143	496	0	34	2	0	120	21	0	0	1317
Commercial	401	79	549	0	27	2	1	0	15	0	0	1074
Pétrochimique	0	76	360	108	50	0	0	0	0	0	0	595
Autre industriel	812	258	877	0	12	308	22	442	15	0	0	2747
Transport	6	1687	31	0	30	0	0	0	0	0	0	1754
Route	6	1276	31	0	30	0	0	0	0	0	0	1344
Rail	0	97	0	0	0	0	0	0	0	0	0	97
Air	0	176	0	0	0	0	0	0	0	0	0	176
Marine	0	138	0	0	0	0	0	0	0	0	0	138
Utilisation non énergétique	0	266	0	0	0	0	0	0	0	0	0	266
Utilisation finale globale	1720	2509	2313	108	154	311	24	562	51	0	0	7752
Propre usage & conversions												
Industrie de l'approvisionnement énergétique	174	185	134	0	21	1	0	0	0	0	0	514
Production d'électricité	0	39	41	0	0	870	0	24	11	3552	1135	5671
Production de vapeur	0	2	1	0	0	6	0	0	0	0	21	29
Autres conversions	0	0	18	0	0	19	0	0	0	0	0	37
Total de l'usage propre et des conversions	174	226	194	0	21	894	0	24	11	3552	1156	6251
Moins la demande non primaire	1894	0	0	0	0	0	24	0	0	0	0	1918
Demande primaire globale	0	2735	2507	108	175	1206	0	586	62	3552	1156	12086
Combustibles des exportations d'électricité	0	0	0	0	0	85	0	0	0	189	73	347
Total partiel	0	2735	2507	108	175	1291		648		3741	1229	12434
Exportations d'énergie primaire	0	458	367	0	89	686		0		0	0	1600
Disposition globale	0	3193	2874	108	264	1977		648		3741	1229	14034
Importations d'énergie	0	38	0	0	0	307		0		0	0	345
Production d'énergie	0	3211	2842	108	276	1670		648		3741	1229	13725
Offre primaire globale	0	3249	2842	108	276	1977		648		3741	1229	14070

Tableau A10-3
Bilan global de l'énergie – Canada 2000

(Pétajoules)

	Elec-tricité	Pétrole	Gaz naturel	Éthane	Propane et butanes	Charbon, coke, gaz de coké-faction	Vapeur	Bois	Autres renou-velables	Hydro-Élec-tricité	Nucléaire	Total
Secteur de la demande												
Résidentiel	551	133	514	0	34	2	0	120	28	0	0	1381
Commercial	458	68	625	0	31	2	1	0	26	0	0	1211
Pétrochimique	0	76	367	115	50	0	0	0	0	0	0	609
Autre industriel	956	268	1044	0	14	345	23	445	23	0	0	3118
Transport	13	1796	41	0	30	0	0	0	0	0	0	1881
Routier	13	1332	41	0	30	0	0	0	0	0	0	1416
Rail	0	106	0	0	0	0	0	0	0	0	0	106
Air	0	201	0	0	0	0	0	0	0	0	0	201
Marine	0	157	0	0	0	0	0	0	0	0	0	157
Utilisation non énergétique	0	290	0	0	0	0	0	0	0	0	0	290
Utilisation finale globale	1977	2630	2591	115	160	349	24	565	77	0	0	8489
Propre usage & conversions												
Industrie de l'approvisionnement énergétique	197	194	137	0	22	1	0	0	0	0	0	551
Production d'électricité	0	52	34	0	0	905	0	27	13	4088	1366	6486
Production de vapeur	0	2	1	0	0	6	0	0	0	0	21	30
Autres conversions	0	0	17	0	0	21	0	0	0	0	0	38
Total de l'usage propre et des conversions	197	249	189	0	22	933	0	27	13	4088	1389	7107
Moins la demande non primaire	2174	0	0	0	0	0	24	0	0	0	0	2199
Demande primaire globale	0	2879	2780	115	182	1282	0	592	90	4088	1389	13397
Combustibles des exportations d'électricité	0	0	0	0	0	114	0	0	0	147	63	324
Total partiel	0	2879	2780	115	182	1396		682		4235	1452	13721
Exportations d'énergie primaire	0	479	167	0	102	758		0		0	0	1506
Disposition globale	0	3358	2947	115	284	2154		682		4235	1452	15227
Importations d'énergie	0	268	0	0	0	317		0		0	0	585
Production d'énergie	0	3132	2894	115	296	1836		682		4235	1452	14642
Offre primaire globale	0	3400	2894	115	296	2153		682		4235	1452	15227

Tableau A10-3
Bilan global de l'énergie – Canada 2005

(Pétajoules)

Secteur de la demande	Electricité	Pétrole	Gaz naturel	Éthane	Propane et butanes	Charbon, coke, gaz de cokéfaction	Vapeur	Bois	Autres renouvelables	Hydro-Électricité	Nucléaire	Total
Résidentiel	589	133	548	0	36	2	0	120	32	0	0	1461
Commercial	518	59	703	0	40	2	1	0	39	0	0	1363
Pétrochimique	0	76	372	115	50	0	0	0	0	0	0	614
Autre industriel	1091	291	1192	0	16	371	21	445	28	0	0	3454
Transport	13	1877	41	0	30	0	0	0	0	0	0	1962
Route	13	1377	41	0	30	0	0	0	0	0	0	1461
Rail	0	109	0	0	0	0	0	0	0	0	0	109
Air	0	217	0	0	0	0	0	0	0	0	0	217
Marine	0	174	0	0	0	0	0	0	0	0	0	174
Utilisation non énergétique	0	314	0	0	0	0	0	0	0	0	0	314
Utilisation finale globale	2211	2750	2857	115	173	376	22	565	99	0	0	9168
Propre usage & conversions												
Industrie de l'approvisionnement énergétique	220	201	149	0	24	1	0	0	0	0	0	594
Production d'électricité	0	48	32	0	0	1063	0	27	13	4503	1538	7225
Production de vapeur	0	2	1	0	0	5	0	0	0	0	20	28
Autres conversions	0	0	20	0	0	22	0	0	0	0	0	42
Total de l'usage propre et des conversions	220	250	202	0	24	1091	0	27	13	4503	1558	7888
Moins la demande non primaire	2431	0	0	0	0	0	22	0	0	0	0	2453
Demande primaire globale	0	3001	3059	115	197	1467	0	592	112	4503	1558	14603
Combustibles des exportations d'électricité	0	0	0	0	0	91	0	0	0	78	65	234
Total partiel	0	3001	3059	115	197	1558		704		4580	1623	14837
Exportations d'énergie primaire	0	559	0	0	82	837		0		0	0	1478
Disposition globale	0	3560	3059	115	279	2395		704		4580	1623	16315
Importations d'énergie	0	578	0	0	0	348		0		0	0	926
Production d'énergie	0	3044	2986	115	290	2045		704		4580	1623	15387
Offre primaire globale	0	3622	2986	115	290	2393		704		4580	1623	16313

INDEX DES TERMES

Activité économique 1, 2, 5-11, 13, 17, 18, 22, 23, 28, 66, 105
Alberta 5, 19, 41, 42, 47-49, 51, 53, 55, 58, 61-63, 69, 77, 85, 87, 88, 90, 93, 94, 106
Alsands 76
Ammoniac 19
Appareils ménagers 14, 15, 31
Arctique 55, 58, 69, 78
Asphalte 13, 17, 19, 83
Au large de la côte Est 11, 58, 69, 78, 84
Auto-suffisance 83, 103
Automobiles 19
Autres formes d'énergie
voir coût

Biomasse 3, 26, 54, 106
Bitume 69, 75-78, 83, 106
Bois 16, 25-31, 33, 34, 63, 64, 102
Butanes 82, 83, 87-90
voir aussi exportations

Calendrier de raccordement 61, 62
Californie 62, 63
Camions 19, 20, 80, 93
Capacité d'approvisionnement 59
Capacités de production 3, 7, 8, 26, 30, 39-43,45-49, 51, 54, 69, 71, 73-75, 79, 101 107
Carburants aviation 58, 80
Changements technologiques 9, 10, 58, 75, 78, 106, 107
Charbon, houille 3, 29, 31, 35, 40, 42-47, 49, 51, 53, 54, 63, 64, 69, 93, 94, 97, 98, 100
voir aussi exportations, réserves
Charge d'alimentation 3, 69, 77, 80, 82, 83, 90
Charge de pointe 39, 49
Colombie-Britannique 5, 25, 33-35, 39, 42, 47, 48, 51, 55, 58, 61, 62, 64, 83, 88, 93, 106
Combustible diesel 20, 80, 82
Combustible marin 20
Concurrence entre combustibles 28, 30, 31, 65, 80, 106
Coût
- autre forme d'énergie 25, 26
- acquisition des raffineries 5, 6, 82, 84
- approvisionnement 26, 56, 57, 70, 106
- valorisation 77

Croissance économique 7, 8, 10, 15, 21, 22, 32, 35, 36

Déchets des municipalités 25-28
Delta du Mackenzie 55, 58, 60, 69, 78, 84, 89, 106
Dioxyde de carbone 74, 75, 90
Distillat moyen 82

Économie d'énergie 6, 13-17, 22, 23, 26, 32, 34, 80, 105
Électricité 3, 6, 13, 17, 25, 28-36, 39-54, 62, 65, 79, 83, 94, 97, 98, 101, 103, 105, 106, 107
voir aussi exportations, prix
Énergie douce 25, 26
Énergie éolienne 54
Énergie marémotrice 43
Énergie nucléaire 31, 40, 42,44, 45, 49, 52, 53, 63, 97, 98, 100, 103
Énergie primaire 3, 32, 51, 52, 97, 98, 100, 103
Énergie solaire 3, 25, 26, 54, 106
Environnement 18, 19, 31, 94
Essence 20, 80, 89, 90
États-Unis 8, 9, 20, 29, 40, 42, 46-48, 51, 53, 62-64, 76, 77, 85, 94, 95, 101-103, 107

Éthane 19, 87-90
Éthylène 19, 90
Exploration 11, 55, 69, 73, 74, 78
Exportation
butanes 90, 91
charbon 93, 94, 97, 100-102, 106
électricité 40, 42-49, 51, 52, 98, 101, 105, 107
gaz naturel 3, 55, 57, 62-66, 101, 105, 107
liquides de gaz naturel 87, 88, 90, 98, 101,
pétrole brut 69, 71, 76, 80, 82-85, 101,
propane 90, 91
Extraction, exploitation minière 10, 16, 17, 48, 69, 76, 77, 78, 93

Facteur de charge 20, 39, 64
Fer et acier 10, 16, 94
Forage 56-58, 60, 66, 71, 73, 74, 79
Forage de remplissage 71, 74, 78
Foresterie 16

Gaz de pétrole liquéfié 79
Gaz naturel
demande 18, 19, 53, 65-67
approvisionnement 52-62, 87, 88
voir aussi exportations, prix, réserve
Gaz naturel comprimé
voir gaz naturel pour véhicules
Gaz naturel pour véhicules 20, 65
Gazéification 26
Gazoduc de l'Île Vancouver 33, 34

Hibernia 60, 78, 106
Hors de la portée économique 61, 62
Hydro-électricité 25, 29, 31, 42-49, 52, 53

Île de Sable 58
Île-du-Prince-Édouard 41, 43, 44, 53
Importations 62, 64, 69, 71, 80, 82-84, 94, 95, 100, 102
Imposition 5, 26, 29, 77, 79
Injection d'eau 71, 74
Installation de chevauchement 87, 88
Intensité d'énergie 2, 13-17, 20, 23, 105

Liquéfaction 26, 70
Liqueur noire 28, 34, 54
Liquides de gaz naturel 3, 13, 18, 19, 35, 74, 75, 87-92, 97

Main-d'oeuvre 8, 9
Manitoba 25, 31, 32, 40-42, 46, 47, 51, 63, 93
Mazout léger 80
Mazout lourd 29, 31, 34, 53, 82, 83
Ménage 9, 13-15, 19, 28, 29, 30, 34
Mer de Beaufort 69, 78, 84, 89, 106
Méthanol 19, 26
Miscibles, injections, fluides 74-76, 90, 91
Modèle 3, 20, 75
Nouveau-Brunswick 29, 40, 43-45, 51, 53, 93
Nouvelle-Écosse 29, 43, 44, 45, 53, 93

OPEP 6-8
Ontario 5, 19, 25-28, 30, 31, 41, 45, 46, 51, 53, 55, 57, 82-84, 93-95

Pâtes et papier 10, 16, 17, 26, 28, 29
Pentanes plus 69, 75, 76, 85, 87-90
Perte 31, 32, 39, 41, 63, 64, 80, 94, 97, 98
Pétrole brut léger 3, 71, 81, 83-85, 88, 106
Pétrole brut synthétique 69, 76, 87, 89, 106
Pipe Line Interprovincial Limitée 84
Pipeline Portland-Montréal 84
Plateau continental de la Nouvelle-Écosse 29, 60, 89, 90, 106
Politique 2, 5, 7-10, 13-15, 18, 26, 33, 36, 62, 65, 76, 79, 94, 105, 107
Population 8, 9, 11, 13, 15, 51, 63, 103, 105
Possibilité de livraison 3, 55, 59-63, 66, 107
Potentiel géologique 2, 3, 57, 58, 74, 78, 106
Potentiel ultime 56, 57

Prix
  au départ du champ 57
  électricité 5, 6, 26, 29, 30, 31, 33, 34, 82, 105
  en vrac 1
  gaz naturel 5, 26, 29, 30, 31, 33-35, 55-57, 59, 62, 63, 105-107
  pétrole brut 5, 26, 73, 74, 76, 77, 80, 107
  pétrole mondial 1, 3, 5-8, 26, 35, 71, 75, 79, 93, 94, 105, 107
  produits pétroliers raffinés 5, 18
Procédé thermique 75
Procédés thermo-mécaniques des pâtes 17, 29, 30, 34
Production mixte 17
Productivité 9, 15
Produit national brut 1, 5, 8, 10, 20, 105
Produits chimiques industriels 16, 17
Produits pétrochimiques 13, 16-19, 65, 66, 90, 91, 101
Produits pétroliers raffinés 13, 26, 80, 82, 107
  voir aussi prix
Propane 20, 74, 87-91, 106
  voir aussi exportations

Provinces de l'Atlantique 11, 25, 28, 29, 66, 67, 83, 84, 93

Québec 5, 25, 28-30, 39, 41-46, 51, 53, 82, 83

Raffineries 3, 5, 31, 76, 79, 82, 83, 85, 87-90
Récupération assistée de pétrole 71, 73-76, 78, 101
Récupération sur place 69, 74-78
Redevances 57, 70, 75, 77
Régions pionnières 55, 57-59, 69, 78, 79
Rendement énergétique 14-16, 20
Rentrée nette 55, 60
Réserves 9, 87, 88, 90, 93, 101, 106
  charbon houillère 42, 93, 101, 107
  établies 55, 56, 58-62, 69-71, 73, 75
  gaz naturel 2, 3, 55-62, 107
  pétrole brut 69, 71, 73-76, 78
  reportées 61
Réserve de gaz non engagée 61
Réservoirs à très faible perméabilité 55, 58,
Ressource 2, 9-11, 22, 25, 26, 39, 42, 54, 56, 58, 59, 63, 69, 70, 76, 78, 93, 94, 95, 106, 107
Retraitement 33, 65, 87, 88, 97
Revenu 7, 14, 15, 19
Route 19, 20, 76

Sables pétrolifères, sables bitumineux 11, 69, 71, 75-78, 85, 106, 107
Saskatchewan 32, 33, 42, 46, 47, 51, 53, 61, 62, 77, 94, 95, 106
Secteur
  commercial 13-16, 21, 29 64, 90
  industriel 13, 14, 16, 17, 21 28, 29

non-énergétique 13, 17, 19, 21, 30
résidentiel 13, 14, 21, 29, 64
transport 13, 14, 19, 20, 21

Technique de l'arc sous plasma 94
Technologie 14, 17, 25, 26, 55, 59, 69, 94, 106
Terre-Neuve 29, 42, 43, 45, 53, 78
Territoires du Nord-Ouest 25, 33, 35, 48, 55, 71
Tourbe 26, 28
Transport aérien 20,29,31,32
Transport par rail 20, 94

Usage propre 79, 90, 94, 97

Valorisation 11, 31, 71, 76-78, 82, 83, 85, 87, 89
Venture 58

Yukon 33, 35, 41, 48, 63

POOR

QUALITY

ORIGINAL